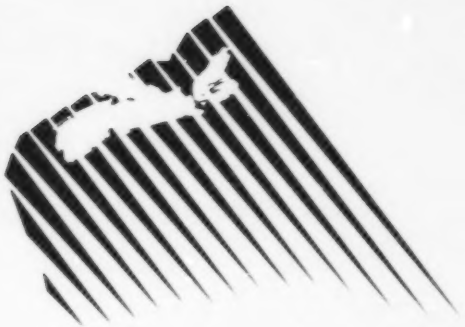


# CANADA - NOVA SCOTIA
# OFFSHORE PETROLEUM BOARD

## 1990 – 1991
# ANNUAL REPORT

91-06614/

CANADA – NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM BOARD
6th Floor TD Centre 1791 Barrington Street Halifax Nova Scotia B3J 3K9 Tel 902-422-5588 Fax 902-422-1799

June 15, 1991

The Honourable Jake Epp, P.C., M.P.
Minister of Energy, Mines and Resources
Government of Canada

The Honourable C.W. "Chuck" MacNeil, M.D.
Minister Responsible for Mines and Energy
Department of Mines and Energy
Province of Nova Scotia

Honourable Ministers:

In accordance with the provisions of the legislation implementing the Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord, we, the members of the Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Board, are pleased to submit the annual report, including the financial statements of the Board for the fiscal year ending March 31, 1991.

Respectfully Submitted:

Fred V. Weir
Chairman of the Board

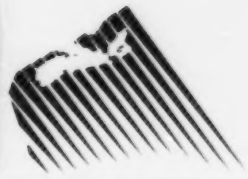
D.W. Axford
Board Member

Daniel R. Whelan
Board Member

E.A. Nelson Blackburn
Board Member

P. Carey Ryan
Board Member

# Table of Contents




Report of the Chairman and Chief Executive Officer ..... 3

The Board ..... 5

Figure 1 - Area of Board's Jurisdiction ..... 6

Rights Management ..... 7

Figure 2 - Offshore Petroleum Rights ..... 10

Figure 3 - Significant Discovery Areas Offshore Nova Scotia ..... 12

Petroleum Resources ..... 14

Operational and Occupational Safety ..... 15

The Cohasset/Panuke Development Project ..... 17

Exploratory Drilling ..... 19

Employment and Industrial Benefits ..... 20

Environmental Protection ..... 23

Financial Statements ..... 24

Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Board ..... 27

Appendix I : Discoveries Offshore Nova Scotia ..... 28

Appendix II : Directory of Offshore Wells ..... 29

# Report of the Chairman Chief Executive Officer

Fred V. Weir, Chairman & CEO

On behalf of the Board, I am very pleased to present the second Annual Report of the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board (the Board) covering the first full year of operation. In the following pages our activities are detailed for the fiscal year April 1, 1990 to March 31, 1991.

In late December, 1989, LASMO Nova Scotia Limited (LASMO) and Nova Scotia Resources (Ventures) Limited submitted an application to develop and produce oil from the Cohasset and Panuke discoveries southwest of Sable Island. The project is covered in detail later in this report. I would like, however, to briefly outline the Board's response to this submission, and resulting actions, in order to illustrate the Board's role in the regulation of offshore exploration and development.

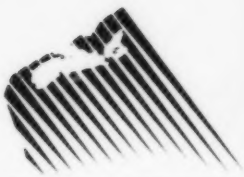
In accordance with its legislative powers, the Board established Terms of Reference and appointed a Commission, under the direction of Mr. J. R. (Pat) Ellis, to conduct a public review of the environmental and socio-economic considerations associated with this project. The Commission initially held informal public meetings in various areas of the province to allow LASMO to explain to all interested parties the nature of the project and to solicit any views the public might have. After a ninety day period during which information concerning the project was made available to the public in all areas of the province, formal hearings were held in three main centers of the province. The conclusion of the Commission was that the project could proceed without serious environmental or social impact and that it would be good for the Nova Scotia economy.

The emphasis throughout the entire procedure was to ensure public participation in the decision making process. Openness in communicating with the public at large is a high priority of the Board. Mr. Ellis and his staff are to be commended on the thorough and professional way in which they handled the public hearings. On behalf of the Board, I extend thanks for a job well done.

In conjunction with the public hearings, the Board evaluated the technical and safety aspects of the project. The combined information led to a Development Plan Decision Report, containing certain conditions, released by the Board in September, 1990. At the same time, a Canada-Nova Scotia Benefits Plan submitted by LASMO outlining its plans to involve Nova Scotian and Canadian companies and personnel was reviewed by the Board. A Benefits Plan Decision Report, also containing certain conditions, was released in association with the Development Plan Decision Report. In summary, the Board was satisfied that the Cohasset/Panuke project could proceed in a safe, environmentally sound manner, and that LASMO had an acceptable industrial benefits plan.

On behalf of the Board, I would like to thank the federal Canada Oil and Gas Lands Administration (COGLA) and the provincial Nova Scotia Department of Mines and Energy (NSDME) for their substantial contributions in assisting the Board. Their input has been very valuable and much appreciated.

In addition to the Cohasset/Panuke development project, the Board has, throughout the year, addressed a number of other offshore related matters which are of concern to a broad range of interest groups - from environmentalists and fishermen to oil industry explorationists and developers. The Board has developed the structure and the expertise required to fulfill its role as the primary governmental agency responsible for the proper management and regulation of Nova Scotia's offshore resources. As the "window to the offshore" for all users and persons interested in offshore related matters, the Board has worked diligently toward the establishment of a public register for registration of all interests and instruments in the offshore. It has assisted federal and provincial governmental



# Report of the Chairman Chief Executive Officer

officials to develop legislation and regulations dealing with safe and environmentally sound offshore operations; it has worked closely with the Newfoundland Offshore Petroleum Board to develop joint Guidelines concerning the Financial Responsibility for drilling for oil and gas offshore; it has assisted the oil industry and the fishing community to develop a compensation program for fishermen who may suffer losses related to offshore oil and gas activity and it has been instrumental, in association with COGLA and NSDME, in effecting the publication of an information document entitled "Petroleum Exploration and Development Offshore Nova Scotia Canada".

In order to ensure proper co-ordination with all provincial and federal government departments and agencies, the Board is in the process of formalizing Memoranda of Understanding regarding the fisheries, environment, Coast Guard, core lab storage, occupational health and safety, employment and industrial benefits. These Memoranda, when finalized, will ensure that interested parties dealing with the Board will, in fact, be interacting with all necessary federal and provincial departments and agencies and the "one window" approach to offshore matters will be realized.

During the year several companies have expressed an interest in future geophysical, exploration and development programs offshore Nova Scotia. The Board issued Exploration Licence 2100 to LASMO Nova Scotia Limited and Nova Scotia Resources Limited. In addition to LASMO's approved development and production program, LASMO has received Board approval and has drilled two exploration wells on Exploration Agreement 352.

The following sections of this report summarize, in more detail, the major activities of the Board during its first full year of operation. Pursuant to the Accord and Implementation Legislation, we have included the financial statements and the auditors report of the Board's activities for the period ending March 31, 1991.

Fred V. Weir,
Chairman and Chief Executive Officer

# The Board

The Board was established through proclamation of the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act by the Government of Canada and the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act by the Province of Nova Scotia (Implementation Acts). The Implementation Acts brought into law the principles established in the 1986 Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord (Accord).

In keeping with the Accord principles, the Board was established as an independent body to manage the petroleum resources in the offshore area of Nova Scotia on behalf of the Federal and Provincial governments. The Board is empowered to make decisions respecting petroleum resource activities offshore Nova Scotia. Such decisions focus on matters pertaining to the conservation of offshore oil and gas resources, the safe conduct of exploration, development and production activities and the protection of the environment. In the case of fundamental decisions, such as the approval of the general approach to field development, a benefits plan associated with a development, or the terms and conditions of a production licence, the respective Ministers of Energy have powers as set out in the Implementation Acts to veto certain decisions of the Board.

The Board consists of five members who are appointed for fixed terms of office. The Government of Nova Scotia has appointed two members, one of whom is a civil servant. The Government of Canada has done the same. The fifth Board member, the Chairman, was appointed jointly by both governments.

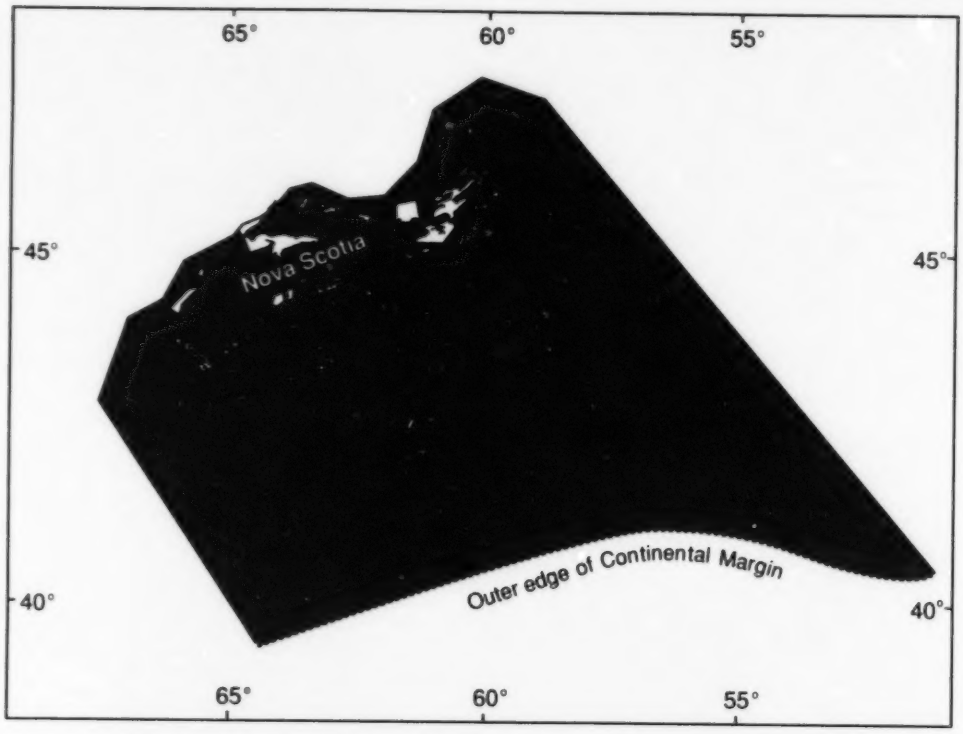
Effective January 6, 1990, the Nova Scotia Government appointed P. Carey Ryan as its civil servant member together with E.A. Nelson Blackburn. On the same date the Federal Government appointed Daniel R. Whelan as its civil servant member along with D.W. (Don) Axford.

Fred V. Weir was appointed Chairman and Chief Executive Officer. As C.E.O., he is responsible for the day to day operations of the Board and its staff of thirteen people.

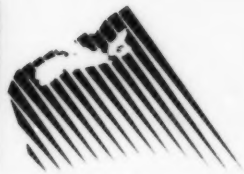
On January 6, 1990, the Board assumed full regulatory responsibility for Nova Scotia offshore activities. During the past fiscal year, the Board held 14 meetings including two conference call meetings.

# Area of Board's Jurisdiction

**Figure 1**




Limits of the Offshore Area





**E.L. No. 2100:**

This exploration licence was issued effective October 1, 1990 to LASMO Nova Scotia Limited and Nova Scotia Resources Limited, each holding a 50% undivided share. These companies together submitted a work expenditure bid of $2.6 million in response to Call for Bids NS90-1. Guaranteed promissory notes totalling $650,000 have been lodged as security for performance of the work expenditure bid. This licence comprises 24,948 hectares south of the Cohasset and Panuke discoveries. The term of the licence is for 6 years, consisting of two consecutive periods of 3 years each. A well must be commenced within the first period to validate the licence for the second period.

**Former E.A. No. 235:**

The Board extended the term of this exploration licence by four years to November 22, 1994, in order to give the interest owner a fair opportunity to conduct exploration following a moratorium on exploration activity. This licence comprises 38,760 hectares and is held by Prodeco Oil & Gas Co. Ltd. Since these lands were previously under moratorium, no deposit has been lodged and a work program remains to be negotiated.

The following exploration licences also remain in force:

**Former E. A. No. 352:**

| | |
|---|---|
| Interest Holders: | LASMO Nova Scotia Limited - 50% undivided interest<br>Nova Scotia Resources (Ventures) Limited- 50% undivided interest |
| Effective Date: | October 1, 1989 |
| Expiry Dates: | September 30, 1992 (Period 1)<br>September 30, 1995 (Period 2) |

(Note: Licence has been validated for Period 2 by drilling conducted in early 1991).

| | |
|---|---|
| Work Expenditure Bid: | $13,300,000 |
| Deposit: | $ 3,325,000 |
| Area: | 26,392 hectares |

**Former E.A. No. 353:**

| | |
|---|---|
| Interest Holder: | Nova Scotia Resources (Ventures) Limited |
| Effective Date: | October 1, 1989 |
| Expiry Dates: | September 30, 1992 (Period 1)<br>September 30, 1995 (Period 2) |
| Work Expenditure Bid: | $1,300,000 |
| Deposit: | $ 325,000 |
| Area: | 18,500 hectares |

## EXPLORATION LICENCES CONT'D

**Former E.A. No. 354:**

| | |
|---|---|
| Interest Holders: | Mobil Oil Canada Properties - 25% undivided interest<br>Nova Scotia Resources (Ventures) Limited - 25% undivided interest<br>Petro-Canada - 25% undivided interest<br>Shell Canada Limited - 25% undivided interest |
| Effective Date: | October 1, 1989 |
| Expiry Dates: | September 30, 1992 (Period 1)<br>September 30, 1995 (Period 2) |
| Work Expenditure Bid: | $5,047,867.43 |
| Deposit: | $1,261,966.86 |
| Area: | 55,755 hectares |

## SIGNIFICANT DISCOVERY LICENCES

No new significant discovery licences were issued during the year. Under the legislation, former exploration agreements that were continuing in force as a result of declarations of significant discovery are deemed to be significant discovery licences. Because significant discovery licences can only be held in undivided shares, the Board has decided that where shares in such an exploration agreement were held with respect to only a portion of the lands covered by the agreement, each portion held in separate ownership shall be deemed to comprise a separate significant discovery licence. Significant discovery areas are shown in Figure 3.

## PRODUCTION LICENCES

On the application of LASMO Nova Scotia Limited and Nova Scotia Resources (Ventures) Limited, the Board made declarations of commercial discovery in respect of each of the Cohasset and Panuke fields located southwest of Sable Island. The Board also conditionally approved the issuance of two production licences to LASMO Nova Scotia Limited and Nova Scotia Resources (Ventures) Limited (50% undivided interest each) effective April 1, 1991. One of these licences will cover the lands within the Panuke commercial discovery area and the other will cover the lands within the Cohasset commercial discovery area that are above the base of the Cretaceous (as defined).

## EXPLORATORY PERMITS

Certain exploratory permits issued under the Canada Oil and Gas Land Regulations are still in force. These permits are in two blocks located in the southwest and northeast parts of the Nova Scotia offshore area respectively as shown in Figure 2. Lands covered by the southwest block of permits are for the most part within the Georges Bank moratorium area. The legislation prohibits exploration activity within this area before January 2, 2000 (the federal and provincial governments together may prohibit activity for a further period thereafter). Activity is also suspended on lands covered by the northeast block of permits as a result of a jurisdictional dispute with France. This matter has been submitted to arbitration and will hopefully be resolved in the near future. These permits will be replaced by exploration licences, as provided in the legislation, if activity is permitted again in each area.

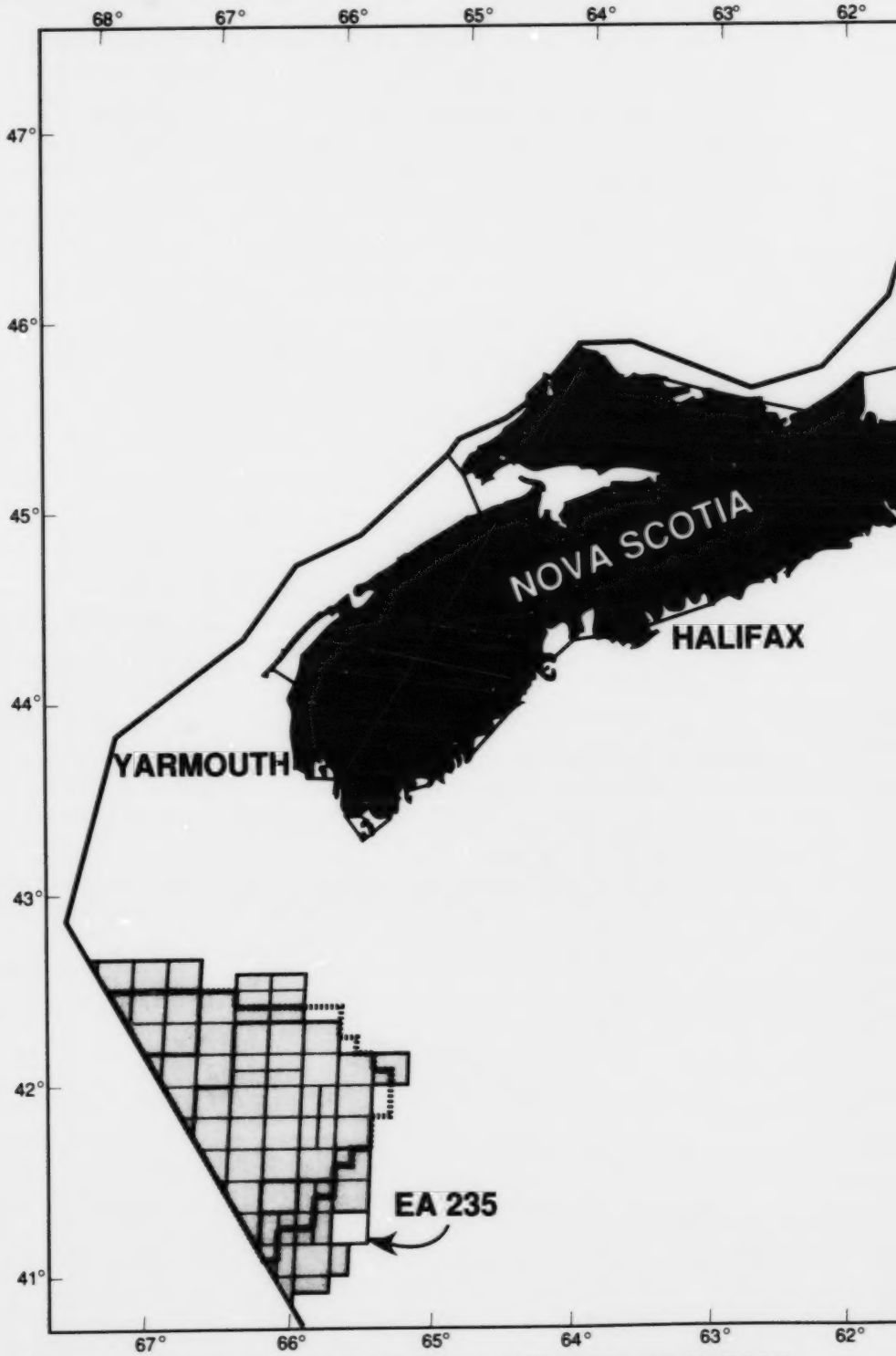
## REGISTRY SYSTEM

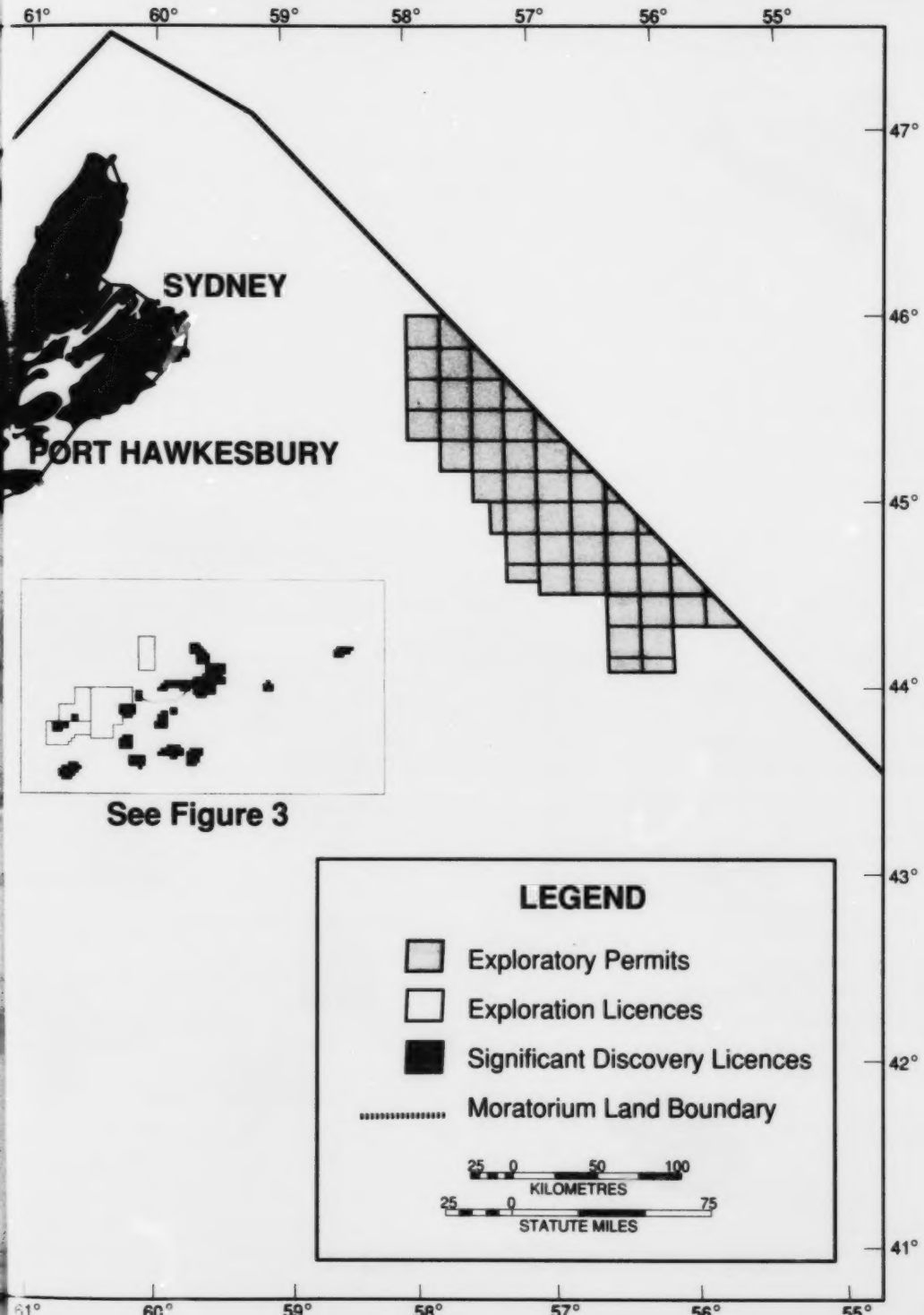
On October 1, 1990, Division VIII of Part II of the Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act and the Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act was proclaimed in force. This division provides for the establishment of a register and the registration of interests and instruments. Instruments registered within 180 days of October 1, 1990 (i.e. before March 30, 1991) may take priority according to their effective dates rather than the dates of registration pursuant to sections 115 and 114 of the federal and provincial Acts respectively.

## LAND NOMINATIONS

The Board has designated June 28, 1991 and December 20, 1991 as closing dates for the submission of nominations of lands to be considered for future calls for bids.

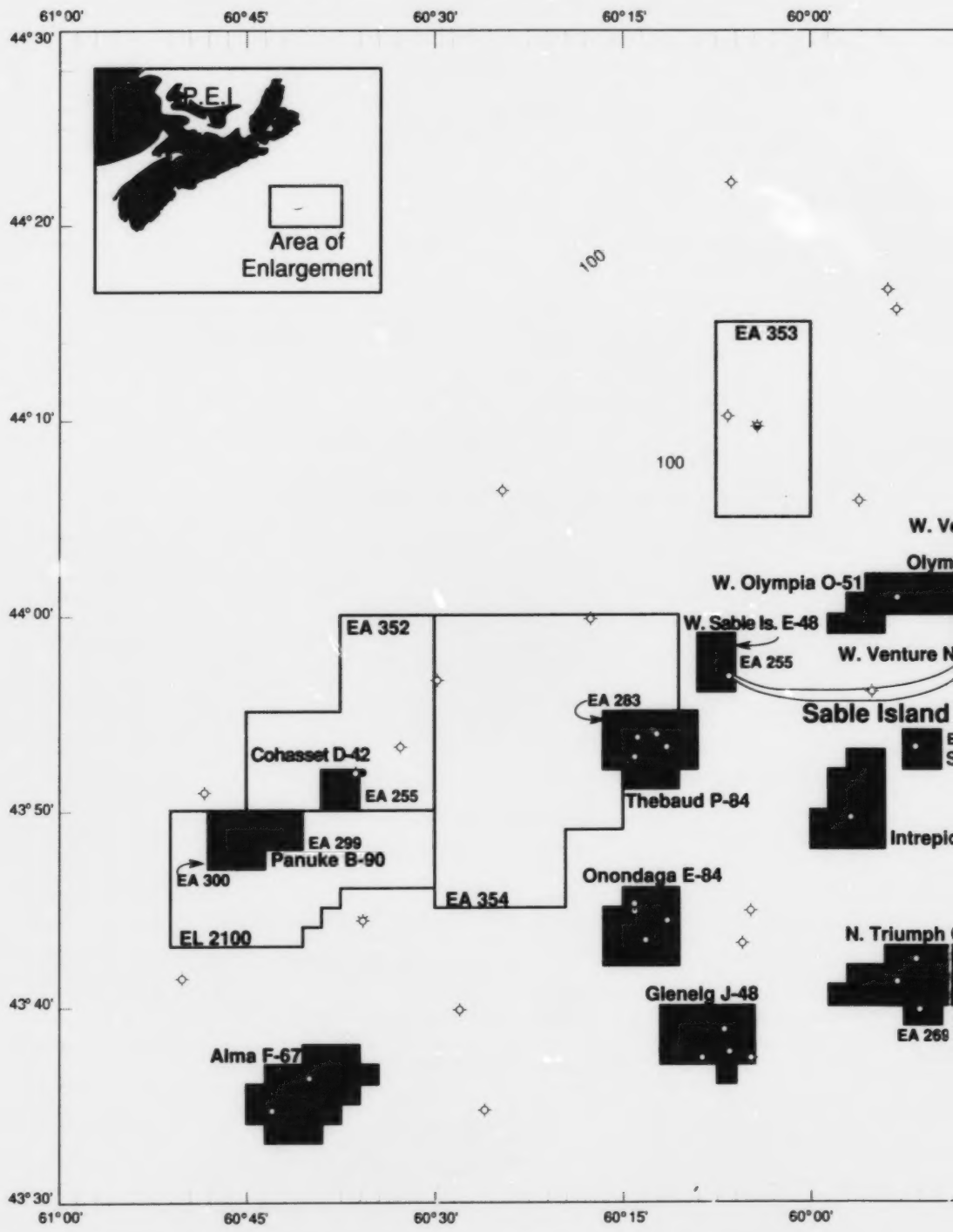
FIGURE 2


68°
67°
66°
65°
64°
63°
62°
47°
46°
45°
44°
43°
42°
41°
NOVA SCOTIA
HALIFAX
YARMOUTH
EA 235
67°
66°
65°
64°
63°
62°

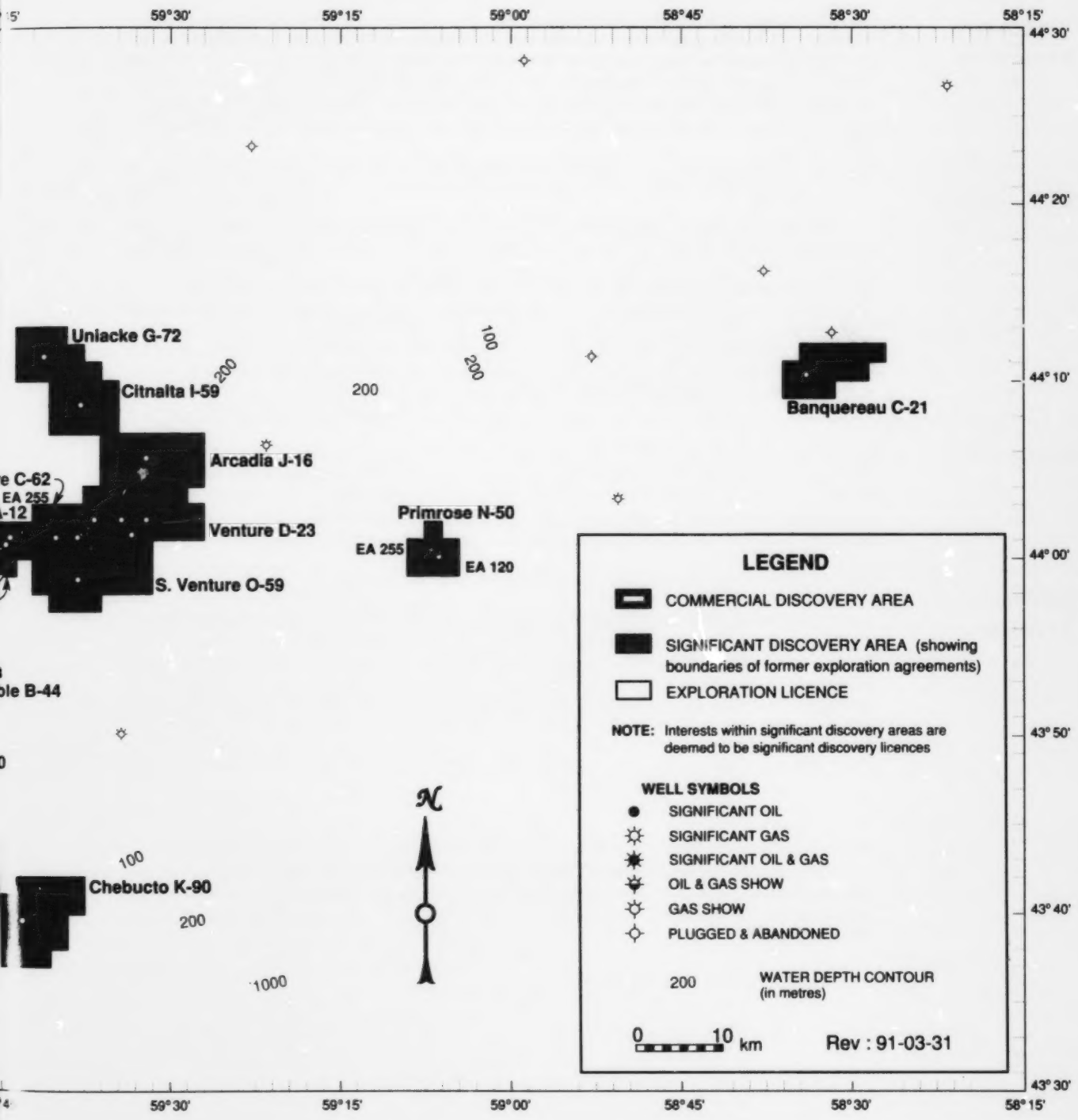

61°
60°
59°
58°
57°
56°
55°
47°
46°
45°
44°
43°
42°
41°
SYDNEY
PORT HAWKESBURY
See Figure 3
LEGEND
Exploratory Permits
Exploration Licences
Significant Discovery Licences
Moratorium Land Boundary
25 0 50 100
KILOMETRES
25 0 75
STATUTE MILES

# Significant Discovery Areas Offshore Nova Scotia

**Figure 3**



# Significant Discovery Areas Offshore Nova Scotia



# Petroleum Resources

## Petroleum Resources

As of March 31, 1991, twenty-two significant discoveries have been declared in the Nova Scotia offshore area (see Appendix I ). The best current estimate by COGLA of the total discovered recoverable resource with respect to these discoveries is 164.9 x $10^9 m^3$ (5.8 Tcf) gas and 23.7 x $10^6 m^3$ (149 million barrels) of oil and condensate. At median expectation the estimated total recoverable gas resource for the entire Scotian Shelf and Slope remains at 512.4 x $10^9 m^3$ (18.1Tcf). The estimate of the total recoverable oil and condensate resource, at median expectation, is 171.1 x $10^6 m^3$ (1076 million barrels).

## Exploration Activity

In addition to programs related to the Cohasset/Panuke Development Project, the Board approved five geophysical and/or geological programs during the 1990-91 fiscal year. These programs consisted of a geochemical program, two conventional reflection seismic programs, one 3-D reflection seismic program and a wellsite seabed survey over LASMO's Balmoral and Lawrence exploration drilling sites. Mobil Oil Canada Properties was the operator for one of the conventional seismic programs with LASMO Nova Scotia Limited operating the remainder. A total of 2730.5 kilometres of reflection seismic was acquired. The Board is currently reviewing an application to conduct another 3-D reflection seismic program and one conventional reflection seismic program from Nova Scotia Resources (Ventures) Limited and Mobil Oil Canada Properties, respectively.

## Publication

The Board, NSDME and COGLA agreed to equally share the cost of updating and reprinting the previous Oil and Gas Board publication "Petroleum Opportunities Offshore Nova Scotia, Canada", now entitled "Petroleum Exploration and Development Offshore Nova Scotia, Canada." Five hundred and thirty copies of this comprehensive publication were printed in March, 1991.

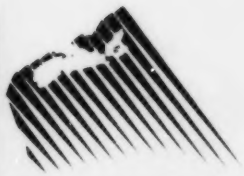
## Information Storage

The Board signed a Memorandum of Understanding with COGLA in July of 1990 whereby COGLA, on behalf of the Board, agreed to provide storage, curation and public viewing facilities and services with respect to geological and geophysical reports and records and well history reports, records and well materials. In January of 1991 this core storage and laboratory facility was moved from its original location at the Bedford Institute of Oceanography in Dartmouth, and re-established at the following address:

City of Lakes Business Park
Suite 27, 201 Brownlow Avenue
Dartmouth, Nova Scotia
B3B 1W2

The cost of the facility is currently shared equally by COGLA and the Board. With the recently announced reorganization of federal responsibilities regarding the offshore and frontier areas, it is anticipated that the Board will cover the total cost of the facility which will continue to operate at the above address.

# Operational and Occupational Safety



The Board is responsible for ensuring that all operations in the offshore region are undertaken safely, that the environment is protected and that the resource is produced efficiently. This is achieved by requiring operators to adhere to the legislation passed by the governments of Canada and Nova Scotia and to other conditions established by the Board.

## Legislative Framework

Prior to any activity related to the exploration for, or the production of, petroleum in the offshore, the Board must approve the activity. The approvals required for exploratory and development operations are outlined below:

**Exploratory Wells**

Operators must obtain, prior to any exploratory well being drilled offshore Nova Scotia, a Drilling Program Authorization (DPA). Before issuing this, the Board examines the Mobile Drilling Unit (MODU) to be used, the contingency plans to protect personnel and the environment in case of an accident, the financial capability of the Operator, the qualifications of the crew and other matters to ensure the operations can be carried out safely. The Board also requires a Certifying Authority (CA), an independent agency with technical expertise, to certify that the MODU is fit for its intended service and that it meets regulatory requirements.

In addition, each well requires a separate Approval to Drill a Well (ADW). Before issuing an ADW, the Board examines the specific well design and proposed well drilling procedures to ensure that the procedures can be conducted safely and that they comply with the regulations.

**Development Activity**

Before the development of a discovery, the proponent must submit an application for the approval of a Development Plan to the Board. The major points this plan addresses are the proposed method and timing of production development, alternative development methods, potential environmental and socio-economic impacts and contingency plans. In conjunction with this application, the proponent must also submit a Canada - Nova Scotia benefits plan for approval.

As with exploratory drilling, individual approvals are required for the various phases of the development. The production installation is examined to ensure it is fit for its intended service and, as in the DPA, a CA is required to provide a certificate stating the production facilities are fit for service and complies with the regulations. Again, each well requires specific approval before it is drilled.

**Other Activities**

Other activities that are undertaken to explore for or produce petroleum in the offshore region require individual approvals. These activities include geophysical or geological work and diving operations.

# Operational and Occupational Safety

## Public Hearings

The Board has the authority, or can be directed by the governments of Canada and Nova Scotia, to conduct a public review on any matter related to offshore operations. For all proposed development projects, the Board intends to conduct such hearings in order to obtain the public's input for consideration in the Board's decision.

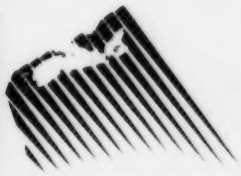
## Inspection

The Board will undertake periodic inspections of offshore activities to monitor compliance with the Board's requirements. These inspections will focus on occupational safety and health, drilling and production procedures, emergency response capability, environmental protection and resource conservation.

## Consultation

The Board recognizes the importance of consultation with industry, the public and other governmental agencies regarding the terms and conditions for offshore operations. Such consultation is important to provide a healthy atmosphere for development of a regulatory regime that will provide for the safe and efficient exploration for and development of the petroleum resources offshore Nova Scotia.

# The Cohasset/Panuke Development Project



In the past year, much the Board's activity has been focused on activities related to the Cohasset/Panuke Development Project. In December, 1989 LASMO, on behalf of itself and its partner Nova Scotia Resources (Ventures) Limited, submitted a Development Application for the Cohasset and Panuke oil fields. These fields are located approximately 40 km southwest of Sable Island.

## The Project

The Project will involve the recovery of 5,550,000 cubic meters (35 million barrels) of light oil from the Cohasset and Panuke fields, representing 36% of oil-in-place. Production is to occur seasonally over a period of six years starting in 1992 with an initial production estimated at 4800 cubic meters (30 thousand barrels) per day. Facilities will include steel wellhead jackets at each field, connected with a subsea flowline. Production equipment will be located on a leased jackup drilling rig adjacent to the Cohasset wellhead jacket. Produced oil will be transferred to a storage tanker moored to a buoy nearby via another subsea flowline. Shuttle tankers will periodically offload crude oil from the storage tanker for transportation to market destinations. The tankers will also be leased.

The estimated costs for the development are $214 million capital and $497 million (1990 dollars) operating over the life of the project.

## Information Considered by the Board

The bulk of the information considered by the Board is contained in the Development Plan Application and Part I and Part II documents. These documents are substantially similar to the Preliminary Development Application, Appendices and Supplementary Information documents submitted in December, 1989 and considered during the public hearing process from March to June of 1990. The Preliminary Development Application documents were submitted by the Board to a number of agencies for comment.

The Board, together with COGLA and NSDME, conducted extensive reviews of the geological, geophysical and reservoir aspects of the Development. COGLA conducted detailed reservoir modelling to test the validity of the work presented by the Applicant.

The marine aspects of the project, and the CALM Buoy and Storage/Shuttle Tanker operations in particular, were evaluated on behalf of the Board by consultants experienced in the industry.

Preliminary reviews of drilling, structures, topsides and safety aspects of the proposed development were reviewed by consultants hired by the Board, as well as COGLA and NSDME staff. Deficiencies arising from these reviews were addressed by the Applicant as further engineering was conducted. Board staff were given access to all design philosophy documents, and detailed drawings considered necessary to conduct a thorough evaluation of the development concept.

The environmental and socio-economic impact of the Development was given public review through the Cohasset/Panuke Environmental and Socio-Economic Public Review Commission ("Ellis Commission") under the Chairmanship of Mr. J. R. (Pat) Ellis. Public information sessions and hearings were conducted from March 22, 1990 to June 27, 1990. Briefs were presented to the Commission by a number of concerned individuals, government agencies and organizations involved in the fishing and marine industries in the area. The Commissioner's report and recommendations were considered carefully by the Board in preparing the Decision Report.

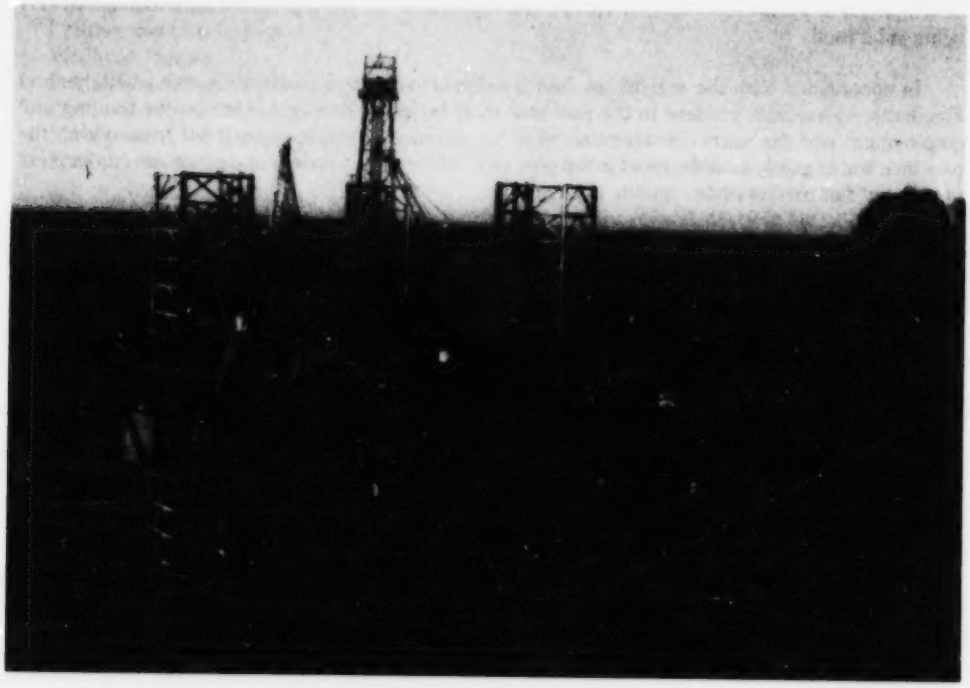
## DESCISION REPORT

In August 1990, the Board approved the Development Plan Application and in September 1990, published its Decision Report in association with a Benefits Plan Decision Report described in more detail under the section entitled Employment and Industrial Benefits.

The Board found the Development Plan to be generally acceptable. The Board feels careful data gathering and reservoir management will be vital for prudent resource management and project success, and has imposed conditions on the approval to ensure that this takes place. The Board has also placed conditions on the approval to ensure that proper safety procedures and contingency plans are in place and that properly qualified people are employed on the project.

# Exploratory Drilling

LASMO, and its partner Nova Scotia Resources (Ventures) Limited undertook a two well exploratory drilling program, commencing in January of 1991. The Board reviewed applications by LASMO and issued a Drilling Program Authorization and Authority to Drill a Well for each well. The Board monitored the drilling of these wells and regular inspections were made to ensure compliance with the Board's requirements. The Lawrence D-14 well drilled 7 km northwest of Cohasset was spudded on January 14 and drilled to a total depth of 2,850 m to evaluate the Mississauga and Lower Logan Canyon formations. The well was plugged and abandoned. The Balmoral M-32 well was spudded on February 26th, 1991 and was drilled to a total depth of 2,525 m to evaluate the Mississauga and Lower Logan Canyon formations. At the end of March 1991 the well was being tested to evaluate its productivity.



# Employment and Industrial Benefits

## General

The Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Acts require that the Board must, prior to approval of any development plan or authorization of any work or activity, receive and approve a Canada - Nova Scotia benefits plan unless the requirement is waived by the Board in accordance with the provisions of the Accord legislation.

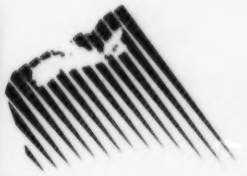
All benefits plans must provide manufacturers, consultants, contractors and service companies in the Province of Nova Scotia and in other parts of Canada with a full and fair opportunity to participate on a competitive basis in the supply of goods and services used in any proposed work or activity referred to in the benefits plan. In addition, an acceptable benefits plan must address such subjects as office establishment in the province, the promotion of education and training, research and development in the province and, of course, employment in the work program for which the plan is being submitted.

In accordance with the legislation, and consistent with the Canadian Charter of Rights and Freedoms, individuals resident in the province shall be given first consideration for training and employment and the same consideration shall be afforded to services provided from within the province and to goods manufactured in the province, where those services and goods are competitive in terms of fair market price, quality and delivery.

## Cohasset/ Panuke Benefits Plan

LASMO filed its final Canada - Nova Scotia Industrial and Employment Benefits Plan with the Board in July, 1990. This document addresses such matters as project demands for goods and services, forecasts for employment and expenditures, economic impact and detailed procurement requirements for equipment, materials, contract services and labour. The Board approved this Benefits Plan, with conditions, in a Benefits Plan Decision Report rendered in September of 1990. As a result of the Decision Report, the Board has subsequently received estimates of required labour by skills classification and estimates of annual requirements for goods and services for 1991. In its review of LASMO's Benefits Plan, the Board gave careful consideration to the recommendations of the Cohasset/Panuke Environmental and Socio-Economic Review Commission and also consulted extensively with the energy Ministers and officials from both the Provincial and Federal Governments.

# Employment and Industrial Benefits



## Employment

The Cohasset/Panuke Project will create important employment opportunities for Nova Scotians and other Canadians during both the development and production phases.

**Development Phase:**

LASMO estimates that approximately 715 person years of direct employment will be created during the development phase from 1990 through 1993 as follows:

| | Person Years |
|---|---|
| Preliminary Studies | 20 |
| Drilling and Completions | 210 |
| Wellhead Jackets | 250 |
| Interfield and Export Flowlines | 15 |
| Production Facilities | 115 |
| Management and Engineering | 105 |
| Total | 715 |

Canadians have, in fact, secured the majority of the employment created within the categories for the Preliminary Studies (20 person years), the Drilling and Completions (210 person years) and Management and Engineering (105 person years) activities.

Little participation is anticipated in the Interfield and Export Flowlines (15 person years) as these lines will be constructed using proprietary products and installed by international marine contractors using very specialized equipment.

Although other Canadians are not participating in the actual assembly of the wellhead jackets, Nova Scotians have been successful in securing the fabrication of the major components of the jackets, namely, construction of the piles and decks. This will result in approximately 50 person years of direct employment

The manufacture, assembly and installation of production facilities (115 person years) should contain significant Nova Scotian and Canadian content.

**Production Phase :**

LASMO estimates approximately 260 person years of direct employment during each year of the life of the project, from 1992 through 1997, as follows:

| | Person Years |
|---|---|
| Management and Engineering | 35 |
| Producing Operations | 150 |
| Tanker Operations | 60 |
| Well Workovers | 15 |
| Total | 260 |

It is anticipated that Nova Scotians and other Canadians will secure most of these positions.

# Employment and Industrial Benefits

## Expenditures

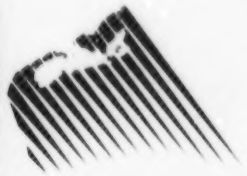
Project direct capital expenditures, totalling approximately $214 million (1990 Canadian dollars), will be used for engineering/project management, the drilling of production and injection wells, construction and installation of wellhead jackets, flowlines and production processing equipment.

Operating costs are estimated to be approximately $497 million (1990 Canadian dollars) over the life of the Project and will commence once production starts (scheduled for 1992).

Over the expected life of the project, the benefits distribution of both the capital and operating costs is estimated as follows:

| | | |
|---|---|---|
| Nova Scotia | $241.7 million | 34% |
| Other Cdn. Provinces | $106.7 million | 15% |
| International | $362.6 million | 51% |
| Total | $711.0 million | 100% |

# Environmental Protection



The Board is responsible for ensuring that operators are capable of monitoring weather and sea state conditions that may affect the safety of offshore operations and for administering measures designed to protect the marine environment from the consequences of offshore activities.

The environmental protection program of the Board is comprehensive. It contains measures to ensure that the potential environmental effects of all offshore projects are evaluated prior to approval, that day to day operations arising from such activities are closely monitored for potential threats to environmental quality, that both the operator and the Board have contingency plans detailing the measures that they will implement to respond to an environmental emergency, and that operators have the financial capacity to compensate affected parties for losses arising from offshore activities.

As outlined previously, the Board received and reviewed a report from the Ellis Commission which contained an evaluation of the environmental impact assessment submitted to the Board by LASMO in its application to develop the Cohasset-Panuke oil reserves near Sable Island. The Board also reviewed the environmental implications of exploratory drilling at the Lawrence D-14 and Balmoral M-32 drilling sites on the Scotian Shelf.

The resources of the marine environment are of particular importance to the economy of Nova Scotia and to the traditional lifestyles of its residents. It is the practice of the Board to notify federal and provincial government agencies with responsibilities for managing these resources whenever operators submit applications to it for authority to undertake offshore activities. In addition, the Board invites these agencies to participate in discussions about regulatory requirements in order to clarify and enhance measures to mitigate potentially adverse environmental effects arising from the implementation of project proposals.

The Accord Implementation Acts require that the Board formalize these arrangements under Memoranda of Understanding. The Board has acted expeditiously in this matter. In June, 1991, it circulated to the relevant federal and provincial government agencies draft Memoranda relating to the 'Environment' and to the 'Fishery'. The Board has had discussions with most agencies and hopes to finalize these Memoranda early in the 1991/92 fiscal year.

The Board appoints one of the members of the Environmental Studies Management Board. This Board administers the Environmental Studies Research Fund (ESRF), which is used to finance environmental and social studies for oil and gas exploration and development activities on frontier lands. The study programs are administered by the federal government and are financed by levies on holders of oil and gas interests on these lands. Last year, the ESRF Management Board approved a research program for 1991 and established priority research topics upon which to base a research program for 1992.

Deloitte & Touche

**Deloitte & Touche**
**Chartered Accountants**

Suite 204
Royal Bank Tower
202 Brownlow Avenue
P.O. Box 23
Dartmouth, Nova Scotia
B2Y 3Y2

Telephone (902) 468-2000
Telecopier (902) 468-2319

## AUDITORS' REPORT

To the Members of
Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board

We have audited the balance sheet of the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board as at March 31, 1991, and the statement of revenue and expenditure for the year then ended. These financial statements are the responsibility of the Board's management. Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audit.

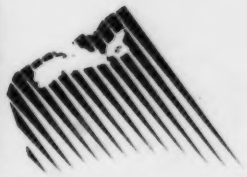
We conducted our audit in accordance with generally accepted auditing standards. Those standards require that we plan and perform an audit to obtain reasonable assurance whether the financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation.

In our opinion, these financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of the Board as at March 31, 1991, and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended, in accordance with generally accepted accounting principles.

Deloitte + Touche

Chartered Accountants

April 22, 1991



## CANADA–NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM BOARD
## NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS
## YEAR ENDED MARCH 31,1991

### PURPOSE OF THE ORGANIZATION

The Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board was formed to administer the relevant provisions of the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Acts enacted by the Parliament of Canada and the Legislature of Nova Scotia. The Board is funded by both the Federal and Provincial governments with equal contributions. This is the Board's first full year of operation.

### SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES

The financial statements have been prepared in accordance with generally accepted accounting principles (GAAP). The following policy has been adopted by the Board where alternatives are available under GAAP.

**Equipment**

Equipment is charged to operations in the year of acquisition.

### DEFERRED REVENUE

Operating grants received in excess of Board expenditures are credited to deferred revenue.

### COMMITMENT

The Board leases office space under the terms of an operating lease expiring in December 1994, the annual rental for which is approximately $108,000 including estimated common area costs.

### TAX EXEMPT STATUS

The Board is a non-profit organization and is therefore exempt from income tax.

# Financial Statements

## Balance Sheet

### Canada Nova Scotia Offshore Petroleum Board
### March 31,1991

#### Assets

| | |
|---|---|
| Current Assets | |
| Cash | $52,389 |
| Accounts Receivable | 2,015 |
| Prepaid expenses | 5,970 |
| | $60,374 |

#### Liabilities

| | |
|---|---|
| Current Liabilities | |
| Accounts payable and accrued charges | $47,398 |
| Deferred revenue (note3) | 12,976 |
| | $60,374 |

Approved by the Board

Fred W Weir — Chairman

Barry Ryan — Member

## Statement of Revenue and Expenditure

### Canada Nova Scotia Offshore Petroleum Board
### Year End March 31,1991

| | | |
|---|---|---|
| **Revenue** | | |
| Operating Grants - | Government of Canada | $864,140 |
| | Government of Nova Scotia | 864,140 |
| | | 1,728,280 |
| Interest | | 30,194 |
| | | 1,758,474 |
| **Expenditure** | | |
| Personnel | | 1,110,348 |
| General | | 174,847 |
| Premises | | 173,500 |
| Public hearings | | 133,789 |
| Travel | | 74,241 |
| Equipment | | 51.470 |
| Board expense | | 40,279 |
| | | 1,758,474 |
| Excess of Revenue Over Expenditure | | $ — |

# Canada – Nova Scotia Offshore Petroleum Board

## Board Members

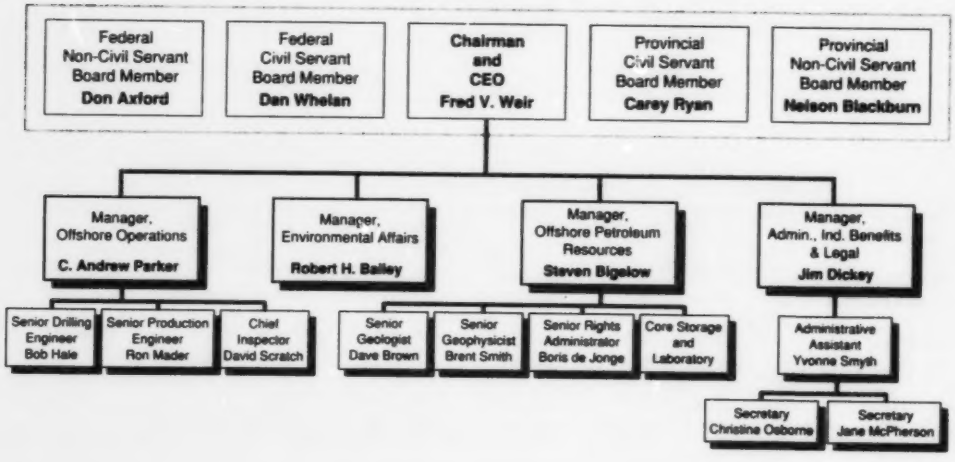
| | |
|---|---|
| Fred V. Weir | Chairman of the Board |
| D.W. (Don) Axford | Board Member |
| P. Carey Ryan | Board Member |
| E.A. Nelson Blackburn | Board Member |
| Daniel R. Whelan | Board Member |

## Senior Staff

| | |
|---|---|
| Fred V. Weir, B. Eng., | Chief Executive Officer |
| J. E. (Jim) Dickey, LL.B., | Manager, Administration, Industrial Benefits, Legal and Secretary of the Board. |
| C. Andrew Parker, P. Eng., | Manager, Offshore Operations |
| S. F. (Steve) Bigelow, B.Eng., | Manager, Offshore Petroleum Resources |
| R.H. (Bob) Bailey, Ph.D. | Manager, Environmental Affairs |

## Organizational Chart

### Canada–Nova Scotia Offshore Petroleum Board

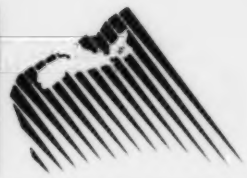


# Discoveries Offshore Nova Scotia

## Appendix 1

| Name of Well | Latitude Longitude | Drilling Unit | Spudded/ Terminated | Status/ Results | Total Depth (Metres) |
|---|---|---|---|---|---|
| Shell Onondaga E-84 | 43°43'16"N 60°13'17"W | Sedneth 1 | 01-09-69 11-11-69 | P & A Gas | 3,988 |
| Mobil-Tetco Sable Island E-48 | 43°57'20"N 60°07'24"W | Peter Bawden Rig No. 14 | 28-05-71 15-10-71 | P & A Gas, Oil & Condensate | 3,603 |
| Shell Primrose N-50 | 43°59'48"N 59°06'52"W | Sedco H | 14-03-72 21-04-72 | P & A Gas, Oil & Condensate | 1,714 |
| Mobil Tetco Thebaud P-84 | 43°53'60"N 60°12'19"W | Sedco H | 08-07-72 13-10-72 | P & A Gas & Condensate | 4,115 |
| Mobil Tetco Cohasset D-42 | 43°51'07"N 60°37'14"W | Sedco J | 27-04-73 16-07-73 | P & A Oil | 4,427 |
| Mobil-Tetco-Texaco Citnalta I-59 | 44°08'43"N 59°37'32"W | Sedco J | 04-02-74 29-04-74 | P & A Gas & Condensate | 4,575 |
| Texaco-Shell Intrepid L-80 | 43°49'36"N 59°56'44"W | Sedco J | 18-05-74 15-08-74 | P & A Gas & Condensate | 4,162 |
| Mobil Tetco Pex Venture D-23 | 44°02'15"N 59°34'25"W | Gulftide | 28-11-78 16-06-79 | P & S Gas & Condensate | 4,945 |
| Petro Canada et al Banquereau C-21 | 44°10'08"N 58°34'00"W | Bow Drill I | 02-12-81 01-08-82 | P & A Gas & Condensate | 4,991 |
| Mobil Texaco Pex Olympia A-12 | 44°01'03"N 59°46'44"W | Zapata Scotian | 23-04-82 10-01-83 | P & S Gas & Condensate | 6,064 |
| Mobil Texaco Pex South Venture O-59 | 43°58'53"N 59°38'08"W | Rowan Juneau | 29-04-82 02-01-83 | P & A Gas & Condensate | 6,176 |
| Mobil et al Arcadia J-16 | 44°05'44"N 59°31'58"W | Zapata Scotian | 27-01-83 19-07-83 | P & A Gas & Condensate | 6,005 |
| Shell Petro Canada et al Glenelg J-48 | 43°37'39"N 60°06'25"W | Sedco 709 | 22-02-83 07-11-83 | P & A Gas & Condensate | 5,148 |
| Shell Petro Canada et al Uniacke G-72 | 44°11'29"N 59°41'10"W | Vinland | 09-05-83 04-04-84 | P & A Gas & Condensate | 5,735 |
| Shell PCI et al Alma F-67 | 43°36'18"N 60°39'57"W | Sedco 709 05-07-84 | 02-12-83 | P & A Gas & Condensate | 5,054 |
| Huskey Bow Valley et al Chebucto K-90 | 43°39'45"N 59°42'52"W | Bow Drill II | 06-01-84 02-08-84 | P & A Gas & Condensate | 5,234 |
| Mobil et al West Venture N-91 | 44°00'46"N 59°44'27"W | Zapata Scotian | 19-04-84 07-07-85 | P & A Gas & Condensate | 5,547 |
| Mobil et al West Venture C-62 | 44°01'03"N 59°40'01"W | Rowan Juneau | 19-05-84 23-03-85 | P & A Gas & Condensate | 5,522 |
| Mobil et al West Olympia O-51 | 44°00'48"N 59°53'04"W | Rowan Gorilla I | 23-06-85 09-11-85 | P & A Gas & Condensate | 4,816 |
| Shell PCI et al North Triumph G-43 | 43°42'19"N 59°51'23"W | Sedco 709 | 26-09-85 01-02-86 | P & A Gas & Condensate | 4,504 |
| Shell PCI et al Panuke B-90 | 43°49'12"N 60°42'35"W | Vinland | 06-08-86 24-09-86 | P & A Oil | 3,445 |
| Mobil et al South Sable B-44 | 43°53'06"N 59°51'41"W | Rowan Gorilla I | 27-03-88 08-07-88 | P & A Gas & Condensate | 5,208 |

# Directory of Offshore Wells



## Appendix II

The wells are arranged by "Spud Date"
Data current to April 8, 1991

**ABBREVIATIONS**

| | |
|---|---|
| RT | Rotary Table |
| KB | Kelly Bushing |
| GL | Ground Level |
| P&A | Plugged & Abandoned |
| P&S | Plugged & Suspended |

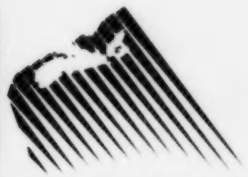
**WELL SYMBOLS**

- Plugged and Abandoned
- Significant Gas
- Gas Show
- Significant Oil
- Oil Show
- Significant Oil and Gas
- Oil and Gas Show

| | Well Name | Latitude Longitude | Drilling Unit | Spud Date Rig Release | RT Elevation Water Depth Feet(M) | Total Depth In Metres(M) Well Status | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Mobil Sable Island C-67 | 43°56'04.9" 59°55'01.4" | Bawden Rig 18 | 67-06-07 68-01-02 | 8.2 (26.9) KB 3.9 (12.8) GL | 4604.3 (15,106) P&A | ☼ |
| 2 | Shell Onondaga E-84 | 43°43'16.14" 60°13'17.41" | Sedneth I | 69-09-01 69-11-11 | 25.9 (85) 57.9 (190) | 3988.3 (13,085) P&A | ☼ |
| 3 | Shell Oneida O-25 | 43°14'57.36" 61°33'36.49" | Sedneth I | 69-11-16 70-02-10 | 25.9 (85) 82.3 (270) | 4119.9 (13,516.7) P&A | ☼ |
| 4 | Shell Naskapi N-30 | 43°29'46.78" 62°33'59.54" | Sedneth I | 70-02-16 70-03-19 | 26 (85.3) 95.1 (312) | 2205.2 (7,235) P&A | ☼ |
| 5 | Shell Mic Mac J-77 | 44°36'42.81" 59°26'10.86" | Sedneth I | 70-03-25 70-05-24 | 26 (85.3) 62.8 (206) | 3886.2 (12,750) P&A | ✹ |
| 6 | Shell Mohawk B-93 | 42°42'10.52" 64°43'53.50" | Sedco H | 70-05-03 70-05-23 | 31.4 (103) 117 (383.9) | 2126 (6,975) P&A | ☼ |
| 7 | Shell Mississauga H-54 | 44°23'20.39" 59°22'47.56" | Sedneth I | 70-05-26 70-07-20 | 25.9 (85) 102.1 (335) | 4202.3 (13,787) P&A | ☼ |
| 8 | Shell Abenaki L-57 | 44°16'34.49" 59°53'39.64" | Sedco H | 70-05-28 70-07-06 | 31.4 (103) 108.8 (359) | 2178.4 (7,147) P&A | ☼ |
| 9 | Shell Onondaga O-95 | 43°44'48.09" 60°13'52.60" | Sedco H | 70-07-09 70-08-16 | 31.4 (103) 53.9 (176.8) | 3314.4 (10,874) P&A | ☼ |
| 10 | Shell Huron P-96 | 44°35'47.10" 58°28'50.63" | Sedneth I | 70-07-22 70-08-27 | 25.9 (85) 57.9 (190) | 3018.4 (9,903) P&A | ☼ |
| 11 | Shell Iroquois J-17 | 44°26'31.37" 59°47'12.28" | Sedco H | 70-08-18 70-09-06 | 31.4 (103) 59.4 (194.9) | 2086.4 (6,845) P&A | ☼ |
| 12 | Shell Mic Mac H-86 | 44°35'27.72" 59°27'03.12" | Sedneth I | 70-08-31 70-12-02 | 25.9 (85) 54.3 (178.1) | 4785.4 (15,700) P&A | ☼ |
| 13 | Shell Cree E-35 | 43°44'20.70" 60°35'55.89" | Sedco H | 70-09-08 70-11-03 | 31.4 (103) 53.3 (174.9) | 3983.7 (13,070) P&A | ☼ |
| 14 | Shell Wyandot E-53 | 44°52'20.70" 59°23'54.05" | Sedco H | 70-11-07 70-12-14 | 31.4 (103) 121 (397) | 3049.5 (10,005) P&A | ✹ |
| 15 | Shell Abenaki J-56 | 44°15'44.95" 59°53'03.22" | Sedneth I | 70-12-04 71-03-13 | 25.9 (85) 106.7 (350) | 4569.3 (14,991) P&A | ☼ |
| 16 | Shell Argo F-38 | 45°27'23.22" 58°50'24.34" | Sedco H | 70-12-17 71-02-19 | 31.4 (103) 71.6 (234.9) | 3386.3 (11,110) P&A | ☼ |
| 17 | Shell Fox I-22 | 45°21'33.60" 59°33'16.00" | Sedco H | 71-02-20 71-03-03 | 31.4 (103) 83.8 (274.9) | 829.7 (2,722) P&A | ☼ |
| 18 | Mobil-Tetco Esperanto K-78 | 44°47'31.26" 58°11'19.24" | Sedco H | 71-03-09 71-04-24 | 31.4 (103) 68.8 (225.1) | 3540.3 (11,615) P&A | ☼ |

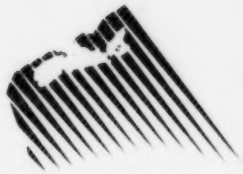
## APPENDIX II CONT'D

| | Well Name | Latitude Longitude | Drilling Unit | Spud Date Rig Release | RT Elevation Water Depth Feet(M) | Total Depth In Metres(M) Well Status | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 19 | Shell Erie D-26 | 44°55'03.52" 59°34'29.82" | Sedneth I | 71-03-16 71-04-11 | 25.9 (85) 98.1 (321.9) | 2375.9 (7,795) P&A | ◈ |
| 20 | Shell Crow F-52 | 45°21'24.23" 59°08'22.73" | Sedneth I | 71-04-12 71-04-27 | 25.9 (85) 94.5 (310) | 1506.6 (4,943) P&A | ☼ |
| 21 | Mobil Tetco Dauntless D-35 | 44°44'08.26" 57°20'46.64" | Sedco H | 71-04-26 71-07-16 | 31.4 (103) 69.2 (227) | 4741.2 (15,555) P&A | ☼ |
| 22 | Shell Sauk A-57 | 44°16'05.70" 58°37'44.41" | Sedneth I | 71-04-30 71-07-10 | 25.9 (85) 60 (196.9) | 4575 (15,010) P&A | ☼ |
| 23 | Mobil-Tecto Sable Island E-48 | 43°57'20.35" 60°07'24.44" | Bawden Rig 14 | 71-05-28 71-10-15 | 6.4 (21)KB 0 (0) GL | 3602.7 (11,820) P&A | ✹ |
| 24 | Shell Chippewa L-75 | 44°34'35.87" 58°41'50.54" | Sedneth I | 71-07-12 71-08-12 | 24.7 (81) 67.7 (222.1) | 2125.9 (6,975) P&A | ☼ |
| 25 | Shell Onondaga F-75 | 43°44'17.84" 60°11'36.25" | Sedco H | 71-07-28 71-09-07 | 31.4 (103) 56.4 (185) | 3890.8 (12,765) P&A | ☼ |
| 26 | Shell Triumph P-50 | 43°39'51.62" 50°51'02.36" | Sedneth I | 71-08-04 71-10-10 | 25.9 (85) 90.2 (295.9) | 4595.4 (15,077) P&A | ☼ |
| 27 | Shell Eurydice P-36 | 45°25'47.30" 60°04'46.97" | Sedco H | 71-09-15 71-10-24 | 29.9 (98.1) 164.6 (540) | 2965.1 (9,728) P&A | ☼ |
| 28 | Shell Chippewa G-67 | 44°36'20.50" 58°39'44.62" | Sedco H | 71-10-28 71-12-18 | 29.9 (98.1) 70.1 (230) | 3669.8 (12.040) P&A | ☼ |
| 29 | Mobil-Tecto Sable Island O-47 | 43°56'56.70" 60°06'38.08" | Bawden Rig 14 | 71-12-13 72-07-01 | 7 (23) KB 1.8 (5.9)GL | 4198.6 (13,775) P&A | ☼ |
| 30 | Shell Mohican I-100 | 42°59'39.04" 62°28'51.32" | Sedco H | 71-12-27 72-03-10 | 29.9 (98.1) 153.3 (503) | 4393.4 (14,414) P&A | ☼ |
| 31 | Shell Marmora C-34 | 43°43'13.79" 60°05'21.93" | Sedneth I | 72-01-15 72-03-31 | 25.9 (85) 57.6 (189) | 4037.9 (13,248) P&A | ☼ |
| 32 | Shell Primrose N-50 | 43°59'48.43" 59°06'51.63" | Sedco H | 72-03-14 72-04-21 | 29.9 (98.1) 90.8 (298) | 1713.6 (5,622) P&A | ✹ |
| 33 | Shell-Mobil-Tetco Eagle D-21 | 43°50'06.73" 59°34'09.21" | Sedco H | 72-04-22 72-07-02 | 29.9 (98.1) 51.2 (168) | 4660.4 (15,290) P&A | ☼ |
| 34 | Mobil-Tetco Sable Island I-H-58 | 43°57'27" 60°07'37" | Bawden Rig 9 | 72-06-03 72-08-27 | 10.7 (35.1) KB 1.8 (5.9) GL | 3039.2 (9,971) P&A | ✹ |
| 35 | Mobil-Tetco-Thebaud P-84 | 43°53'59.53" 60°12'19.34" | Sedco H | 72-07-08 72-10-13 | 28.6 (93.8) 25.9 (85) | 4114.8 (13,500) P&A | ☼ |
| 36 | Mobil-Tetco Sable Island 2-H-58 | 43°57'27.14" 60°07'37.73" | Bawden Rig 9 | 72-10-06 72-12-31 | 10.6 (34.8) KB 1.8 (5.9) GL | 2758.4 (9,050) P&A | ✹ |
| 37 | Shell Primrose A-41 | 44°00'05.68" 59°06'18.26" | Sedco H | 72-10-15 73-01-27 | 29.9 (98.1) 109.7 (359.9) | 3616.5 (11,865) P&A | ☼ |
| 38 | Mobil-Tetco Sable Island 3-H-58 | 43°57'27.20" 60°07'37.80" | Bawden Rig 9 | 73-01-01 73-03-21 | 10.6 (34.8) KB 1.8 (5.9) GL | 3739.9 (12,270) P&A | ✹ |
| 39 | Mobil-Tetco Bluenose G-47 | 44°06'20.79" 59°21'27.35" | Sedco J | 73-01-25 73-04-25 | 29.9 (98.1) 81.4 (267.1) | 4587.2 (15,050) P&A | ☼ |
| 40 | Shell Primrose F-41 | 44°00'29.55" 59°07'06.52" | Sedco H | 73-01-30 73-03-05 | 29.9 (98.1) 68.6 (225.1) | 2592.3 (8,505) P&A | ☼ |
| 41 | Shell Marmora P-35 | 43°44'59.36" 60°04'47.58" | Sedco H | 73-03-06 73-04-21 | 29.9 (98.1) 53.3 (174.9) | 4092.9 (13,428) P&A | ☼ |



## APPENDIX II CONT'D

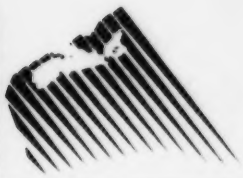
| | Well Name | Latitude Longitude | Drilling Unit | Spud Date Rig Release | RT Elevation Water Depth Feet(M) | Total Depth In Metres(M) Well Status | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 42 | Mobil-Tetco Sable Island 4-H-58 | 43°57'27.20" 60°07'37.80" | Bawden Rig 9 | 73-03-22 73-08-11 | 10.6 (34.8) KB 1.8 (5.9) GL | 4519.3 (14,827) P&A | ✹ |
| 43 | Shell Tuscarora D-61 | 44°40'10.35" 58°55'10.85" | Sedco H | 73-04-23 73-06-02 | 29.9 (98.1) 78.9 (258.9) | 3939.5 (12,925) P&A | ☼ |
| 44 | Mobil-Tetco Cohasset D-42 | 43°51'06.52" 60°37'13.89" | Sedco J | 73-04-27 73-07-16 | 31.4 (103) 41.1 (135) | 4427.2 (14,525) P&A | ● |
| 45 | Shell Amoco Cap Rouge F-52 | 47°11'20.29" 61°08'15.32" | Sedco H | 73-06-08 73-09-03 | 31.1 (102) 56.7 (186) | 4932.3 (16,182) P&A | ☼ |
| 46 | Mobil-Tetco Sable Island 5-H-58 | 43°57'27.20" 60°57'37.80" | Bawden Rig 9 | 73-08-15 73-09-18 | 10.6 (34.8) KB 1.8 (5.9) GL | 2478 (8,130) P&A | ✹ |
| 47 | Mobil-Tetco Sable Island 6-H-58 | 43°57'27.20" 60°07'37.80" | Bawden Rig 9 | 73-09-22 73-10-18 | 10.6 (34.8) KB 1.8 (5.9) GL | 2355.2 (7,727) P&A | ☼ |
| 48 | Union et al Shell Ojibwa E-07 | 43°46'20.44" 61°46'14.42" | Sedco H | 74-02-04 74-02-28 | 29.9 (98.1) 75.6 (248) | 2329.6 (7,643) P&A | ☼ |
| 49 | Mobil-Tetco-Texaco Citnalta I-59 | 44°08'42.58" 59°37'32.11" | Sedco J | 74-02-04 74-04-29 | 29.9 (98.1) 94.5 (310) | 4575 (15,010) P&A | ☼ |
| 50 | Shell Demascota G-32 | 43°41'27.20" 60°49'54.00" | Sedco H | 74-03-01 74-05-20 | 29.9 (98.1) 54.3 (178.1) | 4672.3 (15,329) P&A | ☼ |
| 51 | Texaco-Shell Intrepid L-80 | 43°49'35.78" 59°56'43.82" | Sedco J | 74-05-18 74-08-15 | 31.4 (103) 43.6 (143) | 4162 (13,655) P&A | ☼ |
| 52 | Union et al Sambro I-29 | 43°38'35.04" 62°48'17.04" | Sedco H | 74-05-23 74-06-27 | 29.9 (98.1) 193.5 (634.8) | 3069.6 (10,071) P&A | ☼ |
| 53 | Union et al Jason C-20 | 45°29'05.45" 58°32'28.27" | Sedco H | 74-07-03 74-07-22 | 29.9 (98.1) 112.8 (370. 1) | 2482.9 (8,146) P&A | ☼ |
| 54 | Union et al Hercules G-15 | 45°34'20.65" 58°47'13.06" | Sedco H | 74-07-23 74-08-01 | 29.9 (98.1) 115.8 (379.9) | 1081.1 (3,547) P&A | ☼ |
| 55 | Murphy et al North Sydney P-05 | 46°34'46.24" 59°45'01.65" | Sedco H | 74-08-10 74-09-07 | 29.9 (98.1) 62.8 (206) | 1,660.9 (5,449) P&A | ☼ |
| 56 | Union et al Montagnais I-94 | 42°53'40.71" 64°13'46.51" | Sedco H | 74-09-12 74-09-29 | 29.9 (98.1) 112.8 (370.1) | 1645.9 (5,400) P&A | ☼ |
| 57 | Mobil-Tetco-Gulf Adventure F-80 | 45°19'27.54" 57°56'22.80" | Sedco J | 75-01-13 75-02-22 | 29.9 (98.1) 98.9 (324.1) | 1999.2 (6,559) P&A | ☼ |
| 58 | Mobil-Texaco Sachem D-76 | 44°35'09.22" 57°41'58.29" | Sedco J | 75-05-17 75-07-30 | 29.9 (98.1) 58.5 (191.9) | 4878.6 (16,006) P&A | ☼ |
| 59 | Shell Onondaga B-96 | 43°45'08.23" 60°14'09.63" | Sedco H | 76-01-12 76-03-21 | 29.9 (98.1) 60.4 (198.2) | 3757.6 (12,328) P&A | ☼ |
| 60 | Petro-Canada Shell Mic Mac D-89 | 44°38'08.86" 59°28'18.93" | Sedco H | 76-03-26 76-05-04 | 29.9 (98.1) 85.3 (279.9) | 3216.4 (10,552) P&A | ☼ |
| 61 | Petro-Canada Mobil Hesper I-52 | 44°41'40.33" 57°52'32.24" | Sedco H | 76-05-08 76-06-05 | 29.9 (98.1) 42.1 (138.1) | 2804.2 (9,200) P&A | ☼ |
| 62 | Shell et al North Sydney F-24 | 46°33'23.12" 59°48'45.47" | Sedco H | 76-06-09 76-06-14 | 29.9 (98.1) 59.7 (195.9) | 1706.8 (5,600) P&A | ☼ |
| 63 | Petro-Canada-Shell Penebscot L-30 | 44°09'43.55" 60°04'09.33" | Sedco H | 76-07-18 76-09-23 | 29.9 (98.1) 137.5 (451.1) | 4267.2 (14,000) P&A | ✹ |
| 64 | Petro-Canada-Shell Wenonah J-75 | 43°34'34.43" 60°26'13.72" | Sedco H | 76-09-26 76-11-15 | 29.9 (98.1) 66.7 (218.8) | 3669.8 (12,040) P&A | ☼ |



# Directory of Offshore Wells

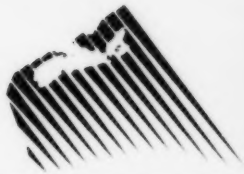
## Appendix II Cont'd

| | Well Name | Latitude Longitude | Drilling Unit | Spud Date Rig Release | RT Elevation Water Depth Feet(M) | Total Depth in Metres(M) Well Status | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 65 | Petro-Canada-Shell<br>Moheida P-15 | 43°04'56.31"<br>62°16'44.32" | Sedco H | 76-11-18<br>77-02-15 | 29.9 (98.1)<br>111.9 (367.1) | 4297.7 (14,100)<br>P&A | ☼ |
| 66 | Shell-Petro-Canada<br>Penobscot B-41 | 44°10'02.44"<br>60°06'34.50" | Sedco H | 77-02-18<br>77-03-30 | 29.9 (98.1)<br>117.9 (386.8) | 3444.2 (11,300)<br>P&A | ☼ |
| 67 | Mobil-Tetco-PEX<br>Migrant N-20 | 43°59'56.24"<br>60°17'18.23" | Gulftide | 77-07-29<br>78-01-23 | 26.1 (85.6)<br>13.7 (44.9) | 4668.7 (15,317)<br>P&A | ☼ |
| 68 | Mobil-Tetco-PEX<br>Thebaud I-94 | 43°53'43.67"<br>60°13'38.13" | Gulftide | 78-02-26<br>78-07-03 | 29.9 (98.1)<br>28 (91.9) | 3962.3 (13,000)<br>P&A | ☼ |
| 69 | Chevron-PEX-Shell<br>Acadia K-62 | 42°51'42.54"<br>61°55'00.21" | Ben Ocean<br>Lancer | 78-04-11<br>78-08-02 | 12.8 (42)<br>866.2 (2841.9) | 5286.1 (17,343)<br>P&A | ☼ |
| 70 | Mobil-Tetco-PEX<br>Cohasset P-42 | 43°51'48.23"<br>60°36'16.62" | Gulftide | 78-06-09<br>78-07-10 | 30.5 (100.1)<br>34.1 (111.9) | 2590.8 (8,500)<br>P&A | ☼ |
| 71 | Mobil-Tetco-PEX<br>Cohasset L-97 | 43°56'37.19"<br>60°29'58.55" | Gulftide | 78-07-13<br>78-11-13 | 30.5 (100.1)<br>21.6 (70.9) | 4871.9 (15,984)<br>P&A | ☼ |
| 72 | Mobil-Texaco-PEX<br>Venture D-23 | 44°02'15.00"<br>59°34'21.00" | Gulftide | 78-11-28<br>79-06-16 | 31.71 (104)<br>20.1 (65.9) | 4945 (16,224)<br>P&S | ☼ |
| 73 | Mobil et al<br>Venture B-13 | 44°02'11.61"<br>59°32'03.54" | Rowan<br>Juneau | 80-08-17<br>81-06-06 | 33.8 (110.9)<br>24.7 (81) | 5368 (17,611)<br>P&S | ☼ |
| 74 | Mobil et al<br>Venture B-43 | 44°01'45.01"<br>59°37'21.03" | Rowan<br>Juneau | 81-07-06<br>82-04-25 | 33.8 (110.9)<br>20.4 (66.9) | 5872 (19,265)<br>P&S | ☼ |
| 75 | Petro-Canada et al<br>Banquereau C-21 | 44°10'07.52"<br>58°34'00.24" | Bow Drill I | 81-12-02<br>82-08-01 | 27 (88.6)<br>83 (272.3) | 4991 (16,374)<br>P&A | ☼ |
| 76 | Mobil et al<br>Olympia A-12 | 44°01'03.27"<br>59°46'44.09" | Zapata<br>Scotian | 82-04-23<br>83-01-10 | 38.1 (125)<br>39.9 (130.9) | 6064 (19,895)<br>P&S | ☼ |
| 77 | Mobil et al South<br>Venture O-59 | 43°58'52.83"<br>59°38'08.49" | Rowan<br>Juneau | 82-04-29<br>83-01-02 | 35.4 (116.1)<br>24.4 (80.1) | 6176 (20,262)<br>P&A | ☼ |
| 78 | Petro-Canada et al<br>Banquereau I-13 | 44°12'33.16"<br>58°31'49.38" | Bow Drill I | 82-08-02<br>82-12-27 | 27.0 (88.6)<br>97.3 (319.2) | 5188 (17,021)<br>P&A | ☼ |
| 79 | Petro-Canada et al<br>West Esperanto B-78 | 44°47'03.40"<br>58°26'11.22" | SDS<br>Vinland | 82-08-22<br>83-05-05 | 23.3 (76.4)<br>91.1 (298.9) | 5703 (18,711)<br>P&A | ☼ |
| 80 | Shell et al<br>Shubenacadie H-100 | 42°49'28.43"<br>61°28'42.81" | Sedco<br>709 | 82-11-05<br>83-02-12 | 24.1 (79.1)<br>1475 (4,839.2) | 4200 (13,780)<br>P&A | ☼ |
| 81 | Mobil et al<br>Bluenose 2G-47 | 44°06'22.30"<br>59°21'23.05" | John<br>Shaw | 82-12-30<br>83-09-05 | 24.4 (80.1)<br>85.3 (279.9) | 5797 (19,019)<br>P&A | ☼ |
| 82 | Mobil et al<br>Venture B-52 | 44°01'12.88"<br>59°38'07.76" | Rowan<br>Juneau | 83-01-19<br>83-10-27 | 34 (111.5)<br>19.5 (65) | 5960 (19,554)<br>P&A | ☼ |
| 83 | Mobil et al<br>Arcadia J-16 | 44°05'43.58"<br>59°31'58.19" | Zapata<br>Scotian | 83-01-27<br>83-07-19 | 38.1 (125)<br>55.5 (182.1) | 6005 (19,701)<br>P&A | ☼ |
| 84 | Petro-Canada et al<br>SW Banquereau F-34 | 44°03'15.63"<br>58°50'21.60" | Bow Drill I | 83-02-20<br>83-08-30 | 24.9 (81.7)<br>113.7 (373) | 6309 (20,699)<br>P&A | ☼ |
| 85 | Shell Petro-Can et al<br>Glenelg J-48 | 43°37'39.00"<br>60°06'25.44" | Sedco<br>709 | 83-02-22<br>83-11-07 | 24 (78.7)<br>83.7 (274.6) | 5148 (16,890)<br>P&A | ☼ |
| 86 | Shell-Petro Can et al<br>Uniacke G-72 | 44°11'29.17"<br>59°41'09.75" | SDS<br>Vinland | 83-05-09<br>84-04-04 | 23.5 (77.1)<br>152.9 (501.6) | 5735 (18,815)<br>P&A | ☼ |
| 87 | Mobil et al<br>Venture H-22 | 44°01'24.10"<br>59°33'06.10" | Zapata<br>Scotian | 83-07-26<br>84-04-16 | 38.1 (125)<br>24 (78.7) | 5944 (19,501)<br>P&A | ☼ |



## APPENDIX II CONT'D

| | Well Name | Latitude Longitude | Drilling Unit | Spud Date Rig Release | RT Elevation Water Depth Feet(M) | Total Depth In Metres(M) Well Status | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 88 | Husky/Bow Valley et al Gloosecap C-63 | 43°12'09.85" 62°09'56.75" | Bow Drill 2 | 83-08-07 84-01-03 | 22.9 (75.1) 99 (324.8) | 4542 (14,902) P&A | ⊹ |
| 89 | Petro-Canada et al St. Paul P-91 | 47°10'57.88" 60°13'36.83" | Bow Drill 1 | 83-09-02 83-12-31 | 24.9 (81.7) 173.9 (570.5) | 2885 (9,465) P&A | ⊹ |
| 90 | Home Oil et al Louisbourg J-47 | 44°26'43.08" 58°21'26.02" | Glomar Labrador 1 | 83-11-25 84-10-13 | 38.2 (125.3) 63.1 (207) | 6043 (19,826) P&A | ☼ |
| 91 | Shell-Petro-Can et al Alma F-67 | 43°36'18.49" 60°39'56.49" | Sedco 709 | 83-12-02 84-07-05 | 24 (78.7) 68 (155.7) | 5054 (16,581) P&A | ☼ |
| 92 | Husky/Bow Valley Chebucto K-90 | 43°39'44.74" 59°42'52.05" | Bow Drill 2 | 84-01-06 84-08-02 | 22.8 (74.8) 109 (357.6) | 5235 (17,175) P&A | ☼ |
| 93 | Husky/Bow Valley et al South Griffin J-13 | 44°22'39.89" 58°01'55.20" | Rowan Gorilla I | 84-01-08 84-08-20 | 39.6 (129.9) 63.4 (208) | 5911 (19,393) P&A | ⊹ |
| 94 | Petro-Canada et al Bonnet P-23 | 42°22'48.64" 65°03'01.89" | Bow Drill 1 | 84-01-14 84-04-04 | 25 (82) 133.5 (438) | 4336 (14,226) P&A | ⊹ |
| 95 | Husky/Bow Valley Evangeline H-98 (re-entered Well) | 43°17'26.85" 60°58'50.60" | Bow Drill 3<br>Bow Drill 2 | 84-03-27 84-06-16<br>84-08-08 84-11-01 | 21.6 (70.9) 174 (570.9)<br>22.5 (73.8) 174 (570.9) | 3365 (11,040)<br>5044 (16,549) P&A | ⊹ |
| 96 | Shell-Petro-Can et al S. Desbarres O-76 | 44°05'56.07" 59°58'58.02" | SDS Vinland | 84-04-17 84-10-13 | 23.7 (77.8) 69 (226.4) | 6039 (19,813) P&A | ⊹ |
| 97 | Petro-Can et al Dover A-43 | 44°22'09.02" 60°06'09.28" | Bow Drill 1 | 84-04-17 84-07-10 | 25 (82) 116 (380.6) | 4525 (14,846) P&A | ⊹ |
| 98 | Mobil et al West Venture N-91 | 44°00'45.82" 59°44'27.33" | Zapata Scotian | 84-04-19 85-07-07 | 39.3 (128.9) 38.1 (125) | 5547 (18,199) P&A | ☼ |
| 99 | Mobil et al West Venture C-62 | 44°01'02.78" 59°40'00.25" | Rowan Juneau | 84-05-19 85-03-23 | 33.8 (110.9) 16.5 (54.1) | 5522 (18,117) P&A | ☼ |
| 100 | Shell PCI et al Glenelg E-58 and E-58A* | 43°37'17.20" 60°08'56.10" | Sedco 709 | 84-07-07 84-10-20 | 24 (787) 79 (259.2) | 4192 (13,753) P&A | ☼ |
| 101 | Bow Valley/Husky et al Hesper P-52 | 44°41'50.95" 57°52'47.72" | Rowan Gorilla 1 | 84-08-22 85-05-01 | 40.5 (132.9) 44.5 (146) | 5679 (15,632) P&A | ⊹ |
| 102 | Mobil et al West Venture B-92 | 44°01'08.51" 59°43'59.68" | Glomar Labrador 1 | 84-10-24 84-12-13 | 37 (121.4) 42 (137.8) | 722 (2,369) P&A | ⊹ |
| 103 | Shell-Petro-Can et al Glenelg H-38 | 43°37'19.33" 60°04'48.61" | Sedco 709 | 84-10-26 85-01-26 | 24.1 (79.1) 89.3 (293) | 4865 (15,961) P&A | ⊹ |
| 104 | Petro-Can-Texaco et al Albatross B-13 | 42°41'10.67" 63°02'11.83" | Sedco 710 | 84-12-12 85-03-28 | 24 (78.7) 1341 (4,399.6) | 4046 (13,274) P&A | ⊹ |
| 105 | Home Oil et al Citadel H-52 | 44°11'25.07" 58°52'39.87" | Glomar Labrador 1 | 84-12-18 85-05-31 | 38.3 (125.7) 65.3 (214.2) | 5666 (18,589) P&A | ⊹ |
| 106 | Mobil et al West Venture N-01 | 44°00'58.80" 59°45'51.69" | Rowan Gorilla 3 | 85-01-20 85-06-30 | 38.1 (12.5) 40.1 (131.6) | 3632 (11,916) P&A | ⊹ |
| 107 | Shell PCI et al Alma K-85 | 43°34'44.6" 60°43'01.7" | Sedco 709 | 85-01-29 85-04-10 | 24 (78.7) 68 (223.1) | 3602 (11,817) P&A | ☼ |
| 108 | Mobil et al Thebaud I-93 | 43°52'44.4" 60°13'50.9" | Rowan Juneau | 85-03-27 85-09-30 | 37 (121.4) 31 (102) | 5166 (16,949) P&A | ☼ |
| 109 | Petro-Can et al Shelburne G-29 | 42°38'26.87" 63°33'33.46" | Sedco 710 | 85-03-31 85-04-06 | 25 (82) 1123 (3,684.4) | 4005 (13,140) P&A | ⊹ |

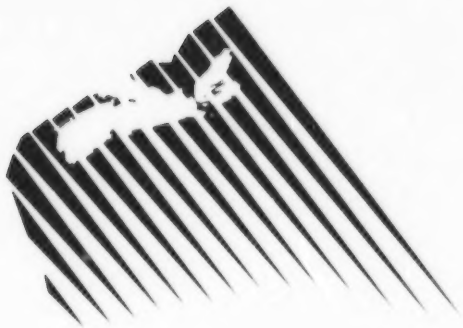


# Directory of Offshore Wells

## Appendix II Cont'd

| | Well Name | Latitude Longitude | Drilling Unit | Spud Date Rig Release | RT Elevation Water Depth Feet(M) | Total Depth In Metres(M) Well Status | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 110 | Shell PCI et al<br>Peskowesk A-99 | 44°28'13.84"<br>58°58'40.98" | Sedco<br>706 | 84-04-22<br>85-06-13 | 27.5 (90.2)<br>62 (203.4) | 4024 (13,202)<br>P&A | ◇ |
| 111 | Shell PCI et al<br>Kegeshook G-67 | 44°06'32.69"<br>60°24'34.09" | Glomar<br>Labrador 1 | 85-06-11<br>85-07-30 | 24 (787)<br>62 (203.4) | 3540 (11,614)<br>P&A | ◇ |
| 112 | Shell PCI et al<br>Merigomish C-52 | 43°31'02.65"<br>67°38'33.76" | Sedco<br>706 | 85-06-15<br>85-08-12 | 27.5 (90.2)<br>75 (246.1) | 3950 (12,959)<br>P&A | ◇ |
| 113 | Mobil et al West<br>Olympia O-51 | 44°00'47.48"<br>59°53'03.92" | Rowan<br>Gorilla 1 | 85-06-23<br>85-11-09 | 38 (124.6)<br>39 (127.9) | 4816 (15,800)<br>P&A | ☼ |
| 114 | Shell PCI et al<br>North Triumph G-43 | 43°42'19.06"<br>59°51'22.02" | Sedco<br>709 | 85-09-26<br>86-02-01 | 24.0 (78.7)<br>73.6 (241.5) | 4504 (14,777)<br>P&A | ☼ |
| 115 | Petro-Canada et al<br>Cohasset A-52 | 43°51'08.07"<br>60°37'43.38" | Rowan<br>Gorilla I | 85-12-20<br>86-03-27 | 40.0 (131.2)<br>36.0 (118.1) | 2847 (9,340)<br>P&S | ● |
| 116 | Shell PCI et al<br>North Triumph B-52 | 43°41'02.44"<br>59°52'57.04" | John Shaw | 86-01-24<br>86-03-29 | 22 (72.2)<br>83 (272.3) | 3960 (12,992)<br>P&A | ☼ |
| 117 | PCI et al<br>Tantallon M-41 | 43°50'55.99"<br>58°22'24.38" | Sedco<br>709 | 86-02-15<br>86-04-18 | 24 (78.7)<br>1516 (4,974) | 5602 (18,379)<br>P&A | ◇ |
| 118 | Mobil et al<br>Thebaud C-74 | 43°53'05.34"<br>60°11'35.62" | Rowan<br>Gorilla 1 | 86-03-29<br>86-09-26 | 36 (118)<br>30 (97) | 5150 (16,896)<br>P&A | ☼ |
| 119 | Husky/Bow Valley et<br>al W. Chebucto K-20 | 43°39'44.60"<br>50°47'32.40" | Bow Drill<br>2 | 86-04-05<br>86-08-11 | 22.8 (74.8)<br>93.6 (307.1) | 5369 (17,614)<br>P&A | ☼ |
| 120 | Shell et al<br>Glenelg N-49 | 43°38'59.30"<br>60°07'01.88" | SDS<br>Vinland | 86-06-01<br>86-08-04 | 23.2 (76.1)<br>72.3 (237.2) | 4040 (13,254)<br>P&A | ☼ |
| 121 | Shell/PCI et al<br>Panuke B-90 | 43°49'12.29"<br>60°42'35.52" | SDS<br>Vinland | 86-08-06<br>86-09-24 | 23 (75.4)<br>47 (154.1) | 3445 (11,302)<br>P&A | ● |
| 122 | Canterra et al<br>Whycocomagh N-90 | 43°39'51.00"<br>60°28'04.00" | Sedco<br>710 | 87-04-02<br>87-05-26 | 24.1 (79)<br>62.7 (205.7) | 3535 (11,597)<br>P&A | ◇ |
| 123 | Petro-Canada et al<br>Como P-21 | 43°50'45.00"<br>60°48'17.00" | Rowan<br>Gorilla 1 | 87-05-15<br>87-07-01 | 40.2 (132)<br>39 (127) | 3540 (11,614)<br>P&A | ◇ |
| 124 | Petro-Canada et al<br>Panuke F-99 | 43°48'26.8"<br>60°44'34.7" | Rowan<br>Gorilla 1 | 87-07-02<br>87-08-25 | 85.3 (279)<br>45.1 (148) | 2507 (8,225)<br>P&S | ● |
| 125 | Mobil et al<br>South Sable B-44 | 43°53'06.1"<br>59°51'41.1" | Rowan<br>Gorilla 1 | 88-03-27<br>88-07-08 | 80.4 (264)<br>35.9 (118) | 5208 (17,086)<br>P&A | ☼ |
| 126 | LASMO NSR(V)L<br>Lawrence D-14 | 43°53'4.79"<br>60°32'51.85" | Rowan<br>Gorilla III | 91-01-14<br>91-02-24 | 40.22 (131.9)<br>30 (98.4) | 2850 (9350)<br>P&A | ◇ |
| 127 | LASMO NSR(V)L<br>Balmoral M-32 | 43°51'54.89"<br>60°35'46.65" | Rowan<br>Gorilla III | 91-02-26<br>91-04-09 | 40.6 (133.2)<br>34 (111.5) | 2525 (8284)<br>P&S | ● |

*deviation from original E-58



# L'OFFICE CANADA - NOUVELLE - ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

# RAPPORT ANNUEL

1990 – 1991

CANADA – NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM BOARD
6th Floor TD Centre 1791 Barrington Street Halifax Nova Scotia B3J 3K9 Tel 902-422-5588 Fax 902-422-1799

Le 15 juin 1991

L'Honorable Jake Epp, C. P., Député
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Gouvernement du Canada

L'Honorable C.W.«Chuck» MacNeil, M.D.
Ministre responsable des Mines et de l'Énergie
Ministère des Mines et de l'Énergie
Province de Nouvelle-Écosse

Messieurs les ministres,

Conformément aux stipulations de la Loi de mise en oeuvre de l'Accord Canada - Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers, les membres de l'Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers ont le plaisir de vous soumettre ce rapport annuel, y compris les états financiers de l'Office pour l'année financière se terminant le 31 mars 1991.

J'ai l'honneur de vous soumettre le présent rapport.

Fred V. Weir
Président de l'Office

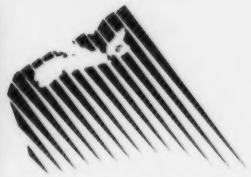
Donald W. Axford
Membre de l'Office

Daniel R. Whelan
Membre de l'Office

E.A. Nelson Blackburn
Membre de l'Office

P. Carey Ryan
Membre de l'Office

# TABLE DES MATIÈRES




Rapport du Président et administrateur en chef ..... 3

L'Office ..... 5

Figure 1 - Zone de responsabilités de l'Office ..... 6

Gestion des droits d'exploitation du pétrole ..... 7

Figure 2 - Droits d'exploitation du pétrole marin ..... 10

Figure 3 - Zones de découverte importante au large de la Nouvelle-Écosse .. 12

Ressources pétrolières ..... 14

Sécurité des opérations et sécurité du travail ..... 15

Le projet de développement Cohasset/Panuke ..... 17

Forage d'exploration ..... 19

Retombées en matière d'emploi et d'économie ..... 20

Protection de l'environnement ..... 23

États financiers ..... 24

Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers ..... 27

Annexe I : Découvertes au large de la Nouvelle-Écosse ..... 28

Annexe II : Répertoire des puits extracôtiers ..... 29

# RAPPORT DU PRÉSIDENT ET ADMINISTRATEUR EN CHEF

Fred V. Weir,
Président et administrateur en chef

Au nom de l'Office, c'est avec le plus grand plaisir que je vous présente le second Rapport annuel de l'Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (l'Office). Ce rapport couvre notre première année complète d'opération. Dans les pages qui suivent, vous trouverez les détails de nos activités pour l'année financière allant du 1er avril 1990 au 31 mars 1991.

Fin décembre 1989, LASMO Nova Scotia Limitée (LASMO) et Nova Scotia Resources (Ventures) Limitée ont soumis une demande en vue d'exploiter et de produire le pétrole des gisements de Cohasset et Panuke au sud-ouest de l'île de Sable. Ce projet est décrit en détail plus loin dans ce rapport. Je voudrais néanmoins indiquer brièvement la réponse de l'Office à cette demande et les mesures qui ont résulté, afin d'illustrer le rôle de l'Office dans la réglementation de l'exploration et de l'exploitation du pétrole marin.

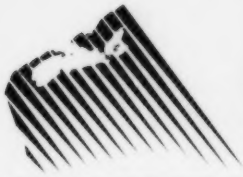
En vertu de ses pouvoirs législatifs, l'Office a défini un mandat et nommé une Commission, sous l'autorité de Monsieur J.R. (Pat) Ellis, afin de mener une étude publique des questions environnementales et socio-économiques associées à ce projet. Initialement, la Commission a tenu des réunions publiques improvisées dans diverses régions de la province dans le but de permettre à LASMO d'expliquer la nature du projet à toutes les parties intéressées et de solliciter l'opinion du public à ce sujet. A l'issue d'une période de quatre-vingt-dix jours durant laquelle les informations concernant le projet ont été mises à la disposition du public dans toutes les régions de la province, des audiences officielles se sont tenues dans trois principaux centres de la province. La Commission en a conclu que le projet pouvait se poursuivre sans répercussions environnementales ou sociales graves et qu'il serait bénéfique à l'économie néo-écossaise.

Tout au long de cette étape, l'accent a été mis sur la participation du public au processus de prise de décision. Faciliter la communication avec le public dans son ensemble reste une priorité essentielle de l'Office. M. Ellis et son personnel méritent toutes nos félicitations pour leur travail minutieux et professionnel lors de la conduite de ces audiences publiques. Au nom de l'Office, je voudrais les remercier de leur excellent travail.

En liaison avec les audiences publiques, l'Office a évalué les aspects techniques et sécuritaires du projet. La combinaison de ces données a donné lieu à un Rapport décisionnel de plan de mise en valeur, énonçant certaines conditions, qui a été rendu public par l'Office en septembre 1990. En même temps, l'Office a examiné un Plan des retombées économiques Canada - Nouvelle-Écosse soumis par LASMO dans le but de présenter ses projets d'impliquer des compagnies et de la main-d'oeuvre néo-écossaises et canadiennes. Un Rapport décisionnel de plan de retombées économiques, énonçant également certaines conditions, a été rendu public en liaison avec le Rapport décisionnel de plan de développement. En résumé, l'Office est convaincu que le projet Cohasset/Panuke peut se poursuivre d'une manière sécuritaire et respectueuse de l'environnement et que LASMO possède un plan acceptable de retombées économiques.

Au nom de l'Office, je voudrais remercier l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC) et le ministère des Mines et de l'Énergie de Nouvelle-Écosse de leurs contributions considérable au travail de l'Office. Leur participation a été très précieuse et très appréciée.

En plus du projet de développement Cohasset/Panuke, l'Office a, tout au long de l'année, abordé un certain nombre de questions associées à l'exploitation du pétrole marin, questions qui concernent un large éventail de groupes d'intérêt - des écologistes aux pêcheurs, en passant par les entreprises



# RAPPORT DU PRÉSIDENT ET ADMINISTRATEUR EN CHEF

d'exploration et d'exploitation du pétrole. L'Office a mis en place la structure et l'expertise nécessaire pour remplir son rôle de principal organisme gouvernemental responsable de la gestion et de la réglementation des ressources pétrolières extracôtières en Nouvelle-Écosse. En servant «d'ouverture sur la région extracôtière» à tous les utilisateurs et à toutes les personnes concernées par les questions extracôtières, l'Office a travaillé assidûment à l'établissement d'un registre public permettant d'enregistrer tous les intérêts et les instruments impliqués dans les opérations extracôtières. Il a aidé les membres des gouvernements fédéral et provincial à élaborer une législation et une réglementation permettant d'assurer des opérations extracôtières soient sécuritaires et respectueuses de l'environnement; il a travaillé en étroite collaboration avec l'Office des hydrocarbures extracôtiers de Terre-Neuve en vue d'élaborer des Directives communes concernant la responsabilité financière en matière de forage du pétrole et du gaz marins; il a aidé l'industrie pétrolière et la communauté des pêches à mettre au point un programme d'indemnisation pour les pêcheurs susceptibles d'encourir des pertes résultant de l'activité pétrolière et gazière extracôtière et il a joué un rôle important, en collaboration avec l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada et le ministère des Mines et de l'Énergie de Nouvelle-Écosse, dans la publication d'un document d'information intitulé «Exploration et exploitation du pétrole marin Nouvelle-Écosse Canada».

Afin d'assurer une coordination adéquate de tous les ministères et les organismes provinciaux et fédéraux, l'Office est en train d'officialiser des protocoles d'entente concernant les pêches, l'environnement, la garde-côtière, le stockage des données, la santé et la sécurité au travail, les retombées en matière d'emploi et d'économie. Ces protocoles d'accord, une fois finalisés, permettront d'assurer que les parties intéressées qui traitent avec l'Office soient effectivement en liaison avec tous les ministères et les organismes provinciaux et fédéraux et de réaliser ainsi l'approche «à guichet unique» aux questions extracôtières.

Au cours de l'année, plusieurs compagnies ont exprimé un intérêt à l'égard des futurs programmes dans les domaines de la géophysique, de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures extracôtiers en Nouvelle-Écosse. L'Office a délivré le Permis de prospection 2100 à LASMO Nova Scotia Limitée et à Nova Scotia Resources Limitée. En plus de son programme approuvé d'exploitation et de production, LASMO a reçu l'accord de l'Office et a foré deux puits d'exploration dans le cadre de l'Accord d'exploration 352.

Les sections suivantes de ce rapport décrivent, de manière plus détaillée, les principales activités de l'Office durant sa première année complète d'opération. En vertu de l'Accord et de sa Loi de mise en oeuvre, nous avons joint les états financiers et les rapports de vérificateurs concernant les activités de l'Office pour la période se terminant le 31 mars 1991.

Fred. E. Weir
Président et administrateur en chef

# L'Office

L'Office a été établi à la suite de la proclamation de la Loi de mise en oeuvre de l'Accord Canada - Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers par le gouvernement du Canada et la Loi de mise en oeuvre de l'Accord Canada - Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers (Nouvelle-Écosse) par la province de Nouvelle-Écosse (Lois de mise en oeuvre). Les Lois de mise en oeuvre ont légalisé les principes établis dans l'Accord Canada - Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers (l'Accord).

Conformément aux principes de l'Accord, l'Office a été établi en tant qu'organe indépendant pour gérer les ressources pétrolières de la région extracôtière de Nouvelle-Écosse au nom des gouvernements fédéral et provincial. L'Office est habilité à prendre des décisions concernant les activités pétrolières au large de la Nouvelle-Écosse. De telles décisions portent sur les questions liées à la conservation des ressources de pétrole et de gaz marins, la conduite sécuritaire de l'exploration, les activités d'exploitation et de production ainsi que de la protection de l'environnement. Dans le cas de décisions majeures, telles que l'approbation de l'approche d'ensemble à l'exploitation sur le terrain, le plan de retombées économiques d'une exploitation ou les stipulations d'une licence de production, les ministres de l'énergie respectifs ont le pouvoir d'opposer leur veto à certaines décisions de l'Office, comme stipulé dans les Lois de mise en oeuvre.

L'Office est composé de cinq membres qui ont été nommés pour des mandats d'une durée déterminée. Le gouvernement de Nouvelle-Écosse a nommé deux membres, dont un fonctionnaire. Le gouvernement du Canada a fait de même. Le cinquième membre de l'Office, le Président, a été nommé conjointement par les deux gouvernements.

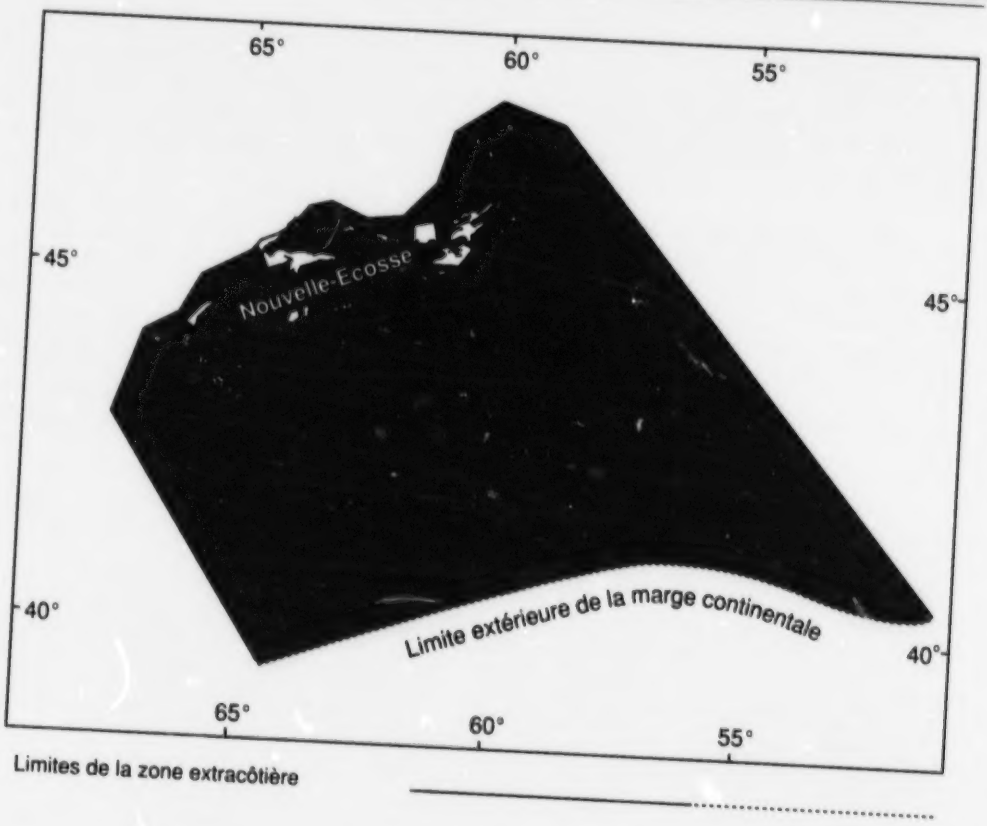
En date du 6 janvier 1990, le gouvernement de Nouvelle-Écosse a nommé P. Carcy Ryan en tant que fonctionnaire ainsi que E.A. Nelson Blackburn. A la même date, le gouvernement fédéral a nommé Daniel R. Whelan en tant que fonctionnaire ainsi que D.W. (Don) Axford.

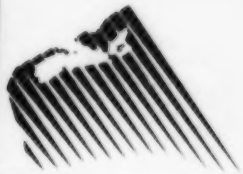
Fred V. Weir a été nommé Président et administrateur en chef. En tant qu'administrateur en chef, il est responsable des opérations de routine de l'Office et de son personnel composé de 13 personnes.

Le 6 janvier 1990, l'Office a assumé l'entière responsabilité de la réglementation des activités extracôtières en Nouvelle-Écosse. Durant la dernière année financière, l'Office a tenu 14 réunions y compris deux réunions par conférence téléphonique.

# Zone de responsabilités de l'Office

**Figure 1**







**P.P. N° 2100 :**

Ce permis de prospection a été délivré le 1er octobre 1990 à LASMO Nova Scotia Limitée et Nova Scotia Resources Limitée, qui détiennent chacune une fraction indivise de 50%. Ces compagnies ont soumises conjointement une soumission de dépenses de 2,6 millions de dollars en réponse à l'Appel d'offres NS90-1. Des billets à ordre garantis ont été déposés en garantie de l'exécution de cette soumission de dépenses. Ce permis couvre 24 948 hectares au sud des gisements de Cohasset et Panuke. La période de validité de ce permis est de 6 ans, dont deux périodes consécutives de trois années chacune. Un puits doit être démarré pendant la première période pour valider le permis pour la seconde période.

**Ancien A.E. N° 235 :**

L'Office a prolongé la période de validité de ce permis de prospection de quatre ans jusqu'au 22 novembre 1994, afin de donner au détenteur une juste chance de mener des activités d'exploration à la suite de la suspension des activités d'exploration. Cette licence couvre 38 760 hectares et est détenue par Prodeco Oil & Gas Co. Ltée. Dans la mesure où ces terres étaient auparavant soumises à un moratoire, aucun dépôt n'a été exigé et le programme de travail reste à négocier.

Les permis de prospection suivants restent également en vigueur :

**Ancien A.E. N° 352 :**

Indivisaires : LASMO Nova Scotia Limitée - 50% de fraction indivise
Nova Scotia Resources (Ventures) Limitée - 50 % de fraction indivise

Date d'entrée en vigueur : Le 1er octobre 1989

Date d'expiration : Le 30 septembre 1992 (1ère période)
Le 30 septembre 1995 (2e période)

(Note : le permis a été validé pour la 2e période par le forage effectué au début de l'année 1991).

Soumission de dépenses : 13 300 000 $

Dépôt de garantie : 3 325 000 $

Surface : 26 392 hectares

**Ancien A.E. N° 353 :**

Indivisaire : Nova Scotia Resources (Ventures) Limitée

Date d'entrée en vigueur : Le 1er octobre 1989

Date d'expiration : Le 30 septembre 1992 (1ère période)
Le 30 septembre 1995 (2e période)

Soumission de dépenses : 1 300 000 $

Dépôt de garantie : 325 000 $

Surface : 18 500 hectares

## LES PERMIS DE PROSPECTION (SUITE)

**Ancien A.E. N° 354 :**

| | |
|---|---|
| Indivisaires : | Mobil Oil Canada Properties - 25 % de fraction indivise<br>Nova Scotia Resources (Ventures) Limitée - 25 % de fraction indivise<br>Petro-Canada - 25 % de fraction indivise<br>Shell Canada Limitée - 25 % de fraction indivise |
| Date d'entrée en vigueur : | Le 1er octobre 1989 |
| Date d'expiration : | Le 30 septembre 1992 (1ère période)<br>Le 30 septembre 1995 (2e période) |
| Soumission de dépenses : | 5 047 867,43 $ |
| Dépôt de garantie : | 1 261 966,86 $ |
| Surface : | 55 755 hectares |

## ATTESTATION DE DÉCOUVERTE IMPORTANTE

Aucune attestation de découverte importante n'a été délivrée au cours de cette année. Dans le cadre de la législation, les anciens accords d'exploration qui restaient en vigueur à la suite de déclarations de découverte importante sont considérées comme des attestations de découverte importante. L'Office décidé que là où les parts d'une tel accord d'exploration étaient détenues pour seulement une portion des terres soumises à l'entente, chaque portion détenue en propriété distincte sera considérée comme constituant une attestation de découverte importante séparée. Les zones de découverte importante sont indiquées dans la figure 3.

## LICENCES DE PRODUCTION

À la suite de la demande faite par LASMO Nova Scotia Limitée et Nova Scotia Resources (Ventures) Limitée, l'Office a fait des déclarations de découverte exploitable concernant le gisement de Cohasset ainsi que celui de Panuke qui sont situés au sud-ouest de l'île de Sable. L'Office a également approuvé sous condition la délivrance de deux licences de production à LASMO Nova Scotia Limitée et à Nova Scotia Resources (Ventures) Limitée (50% de fraction indivise chacune) à dater du 1er avril 1991. L'une de ces licences couvrira les terres comprises dans la zone de découverte commerciale de Panuke et l'autre couvrira les terres comprises dans la zone de découverte exploitable de Cohasset qui se situent au-dessus de la base du Crétacé (conformément à la définition).

# GESTION DES DROITS D'EXPLOITATION DU PETROLE

## PERMIS D'EXPLORATION

Certains permis d'exploration délivrés dans le cadre des Règlements sur les terres pétrolières et gazières du Canada sont encore en vigueur. Ces permis sont divisés en deux blocs situés dans les régions sud-ouest et nord-ouest de la zone extracôtière de Nouvelle-Écosse, tel qu'illustré dans la figure 2. Les terres couvertes par le groupe sud-ouest de permis appartiennent pour la plupart à la zone de moratoire du Banc Georges. La législation interdit toute activité d'exploration au sein de cette région avant le 2 janvier 2000 (les gouvernements fédéral et provincial peuvent interdire ensemble les activités pour une période supplémentaire). Les activités sont également suspendues sur les terres couvertes par le bloc nord-est de permis à cause d'un conflit de compétence avec la France. Cette question a été soumise à l'arbitrage et sera, on peut l'espérer, résolue dans un avenir proche. Ces permis seront remplacés par des permis de prospection, comme il est stipulé dans la législation, si les activités sont de nouveau autorisées dans ces deux zones.

## SYSTEME D'ENREGISTREMENT

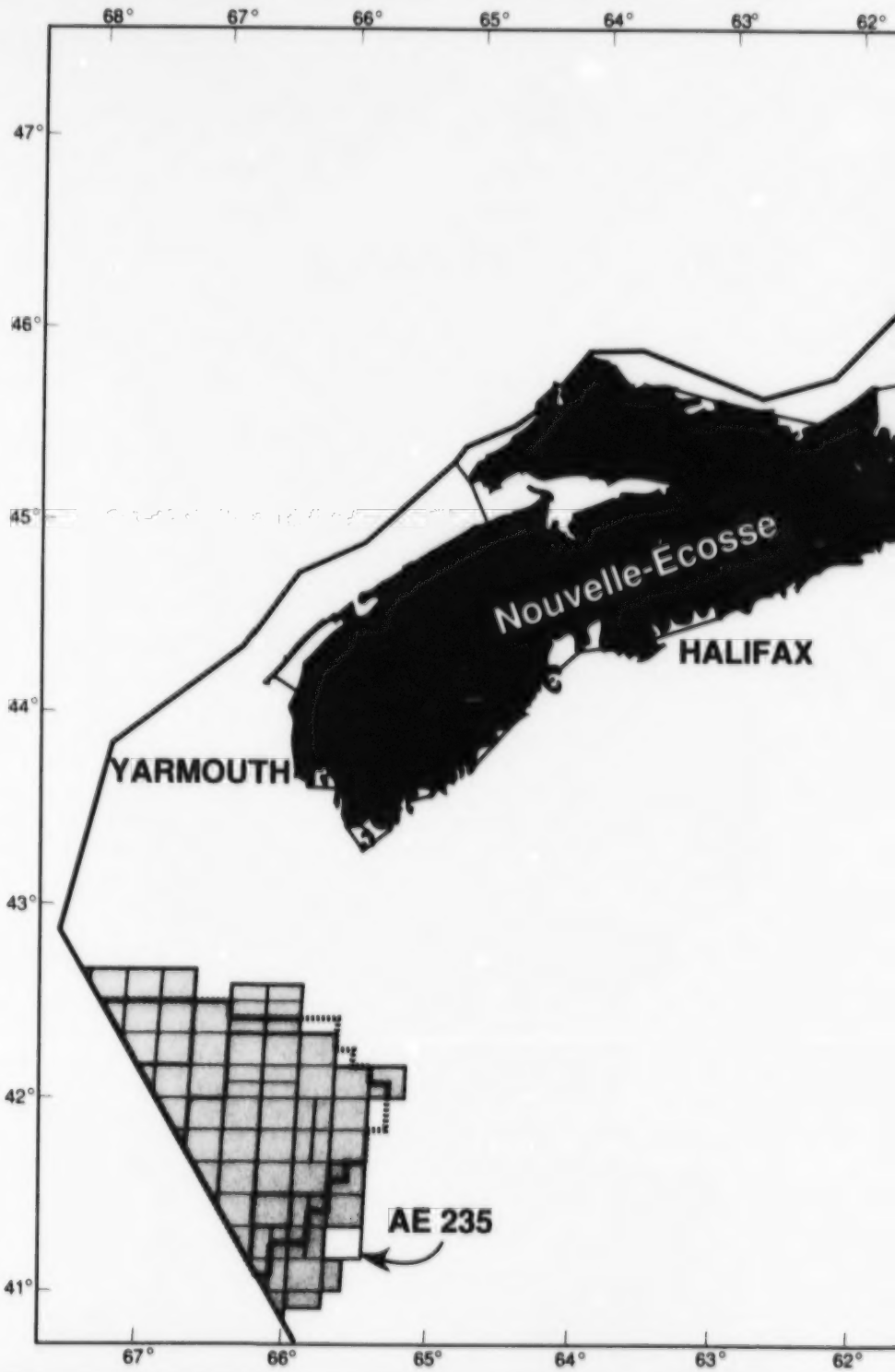
Le 1er octobre 1990, la clause VIII de la 2e partie de la Loi de mise en oeuvre de l'Accord Canada - Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers et de la Loi de mise en oeuvre de l'Accord Canada - Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers de Nouvelle-Écosse a été proclamée en vigueur. Cette clause prévoit l'établissement d'un registre et l'enregistrement des intérêts et des instruments. Les instruments enregistrés dans les 180 jours suivant le 1er octobre 1990 (c.-à-.d. avant le 30 mars 1991) pourront avoir priorité en fonction de leur date de mise en vigueur plutôt qu'en fonction de leur date d'enregistrement en vertu des sections 115 et 114 des Lois fédérale et provinciale respectives.

## DÉSIGNATION DE TERRES

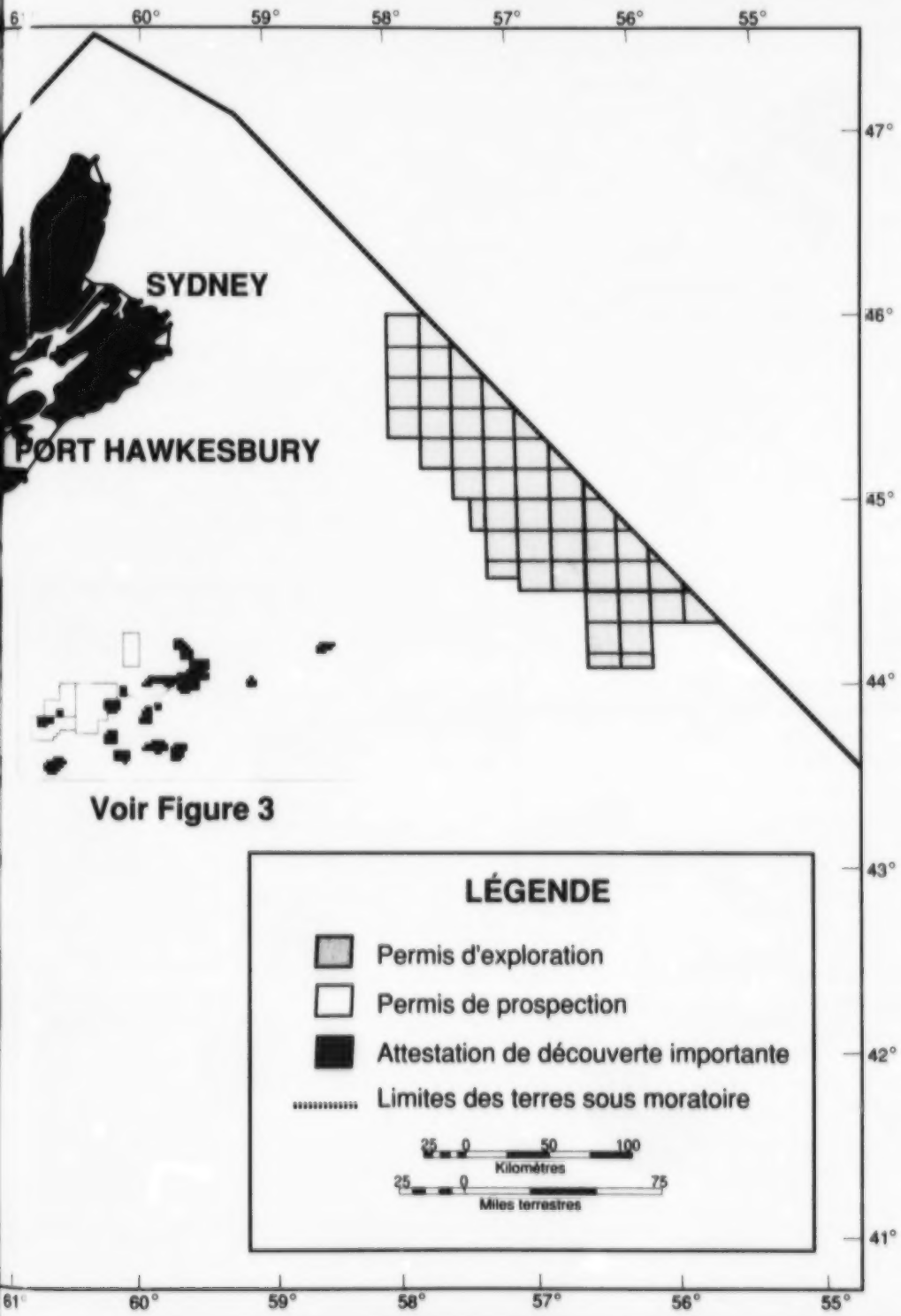
L'Office a institué le 28 juin 1991 et le 20 décembre 1991 comme dates limites pour la soumission des désignations de terres qui seront considérées dans les futurs appels d'offres.

# DROITS D'EXPLOITATION DU PÉTROLE MARIN

**FIGURE 2**

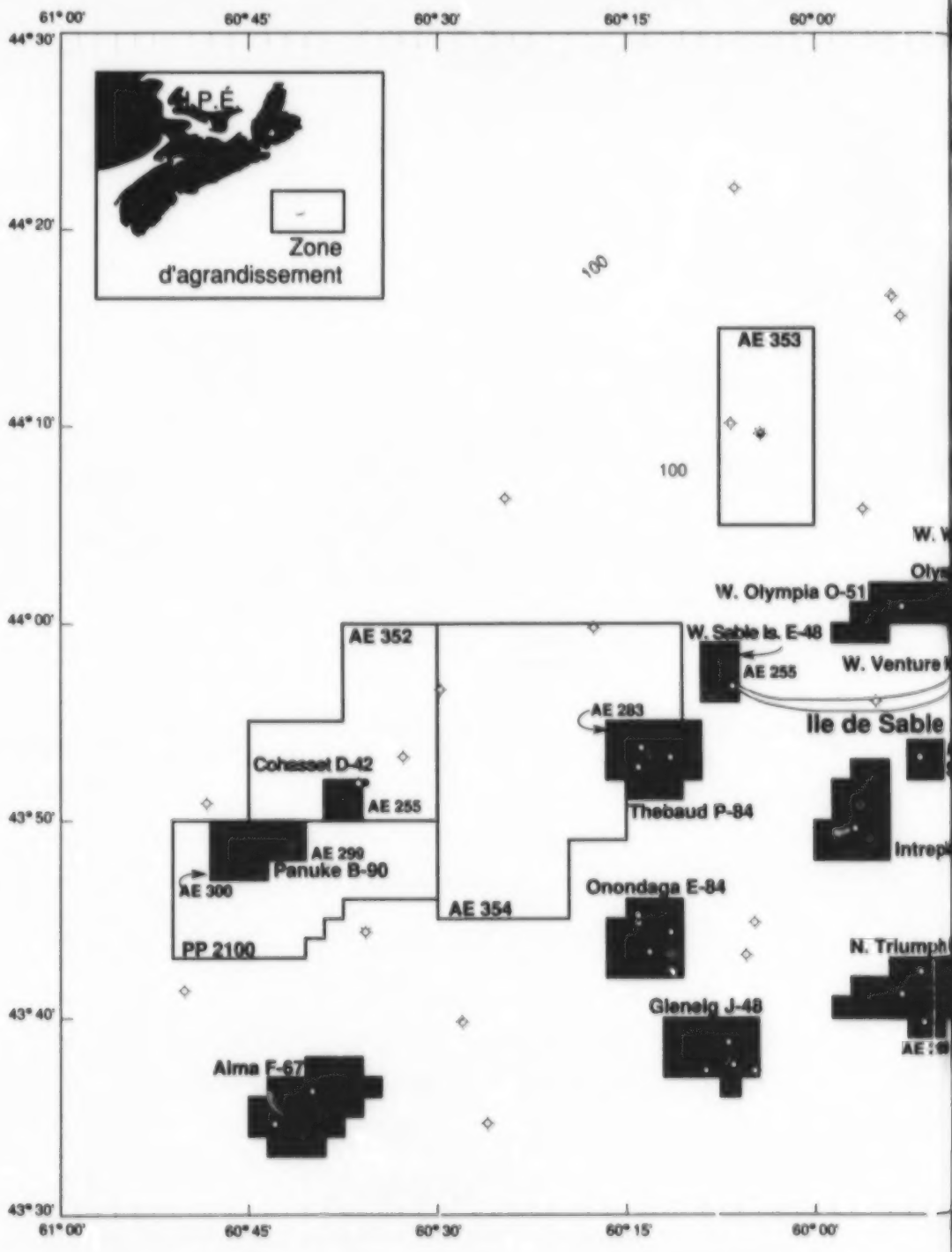


# DROITS D'EXPLORATION DU PÉTROLE MARIN

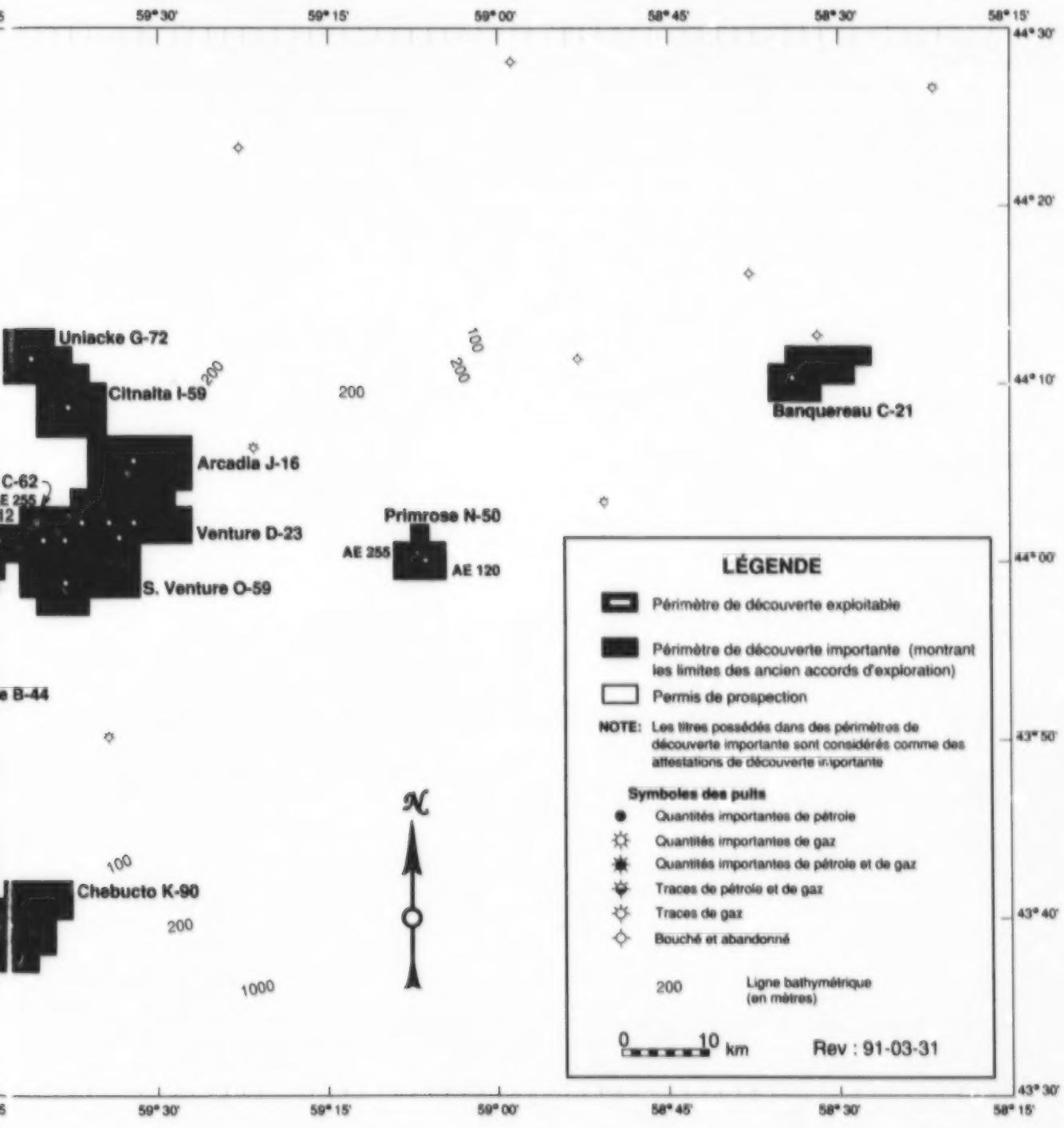


# Zones de découverte importante au large de la Nouvelle-Écosse

**Figure 3**



# ZONES DE DÉCOUVERTE IMPORTANTE AU LARGE DE LA NOUVELLE-ÉCOSSE



# RESSOURCES PÉTROLIÈRES

## RESSOURCES PÉTROLIÈRES

En date du 31 mars 1991, vingt-deux découvertes importantes ont été annoncées dans la zone extracôtière de Nouvelle-Écosse (voir annexe I). La meilleure estimation actuelle par l'APGTC des ressources exploitables totales en liaison avec ces découvertes est de 164,9 x $10^9 m^3$ (5,8Tcf) pour le gaz et de 23,7 x $10^6 m^3$ (149 millions de barils) pour le pétrole et le condensat. A espérance moyenne, les ressources totales de gaz exploitable estimées pour l'ensemble de la plate-forme et du versant néo-écossais restent de 512,4 x $10^9 m^3$ (18,1Tcf). Les ressources totales estimées de pétrole et de condensat exploitables, à espérance moyenne, sont de 171,1 x $10^6 m^3$ (1076 millions de barils).

## ACTIVITÉ D'EXPLORATION

En plus des programmes en liaison avec le Projet de développement Cohasset/Panuke, l'Office a approuvé cinq programmes géophysiques et/ou géologiques au cours de l'année financière 1990-1991. Ces programmes comportent un programme géochimique, deux programmes de sismique réflexion conventionnelle, un programme de sismique réflexion tridimensionnelle et un relevé du fond marin sur les chantiers de forage d'exploration Balmoral et Lawrence de LASMO. Mobil Oil Canada Properties était l'opérateur de l'un des programmes de sismique conventionnelle et LASMO Nova Scotia Limitée s'occupait des autres. Un total de 2730,5 kilomètres de sismique réflexion a été obtenu. L'Office est actuellement en train d'étudier une demande de Nova Scotia Resources (Ventures) Limitée en vue de mener un autre programme de sismique réflexion tridimensionnelle et une demande de Mobil Oil Canada Properties en vue d'un programme de sismique réflexion conventionnelle.

## PUBLICATION

L'Office, le ministère des Mines et de l'Énergie et l'APGTC se sont mis d'accord pour partager le coût de la mise à jour et de l'impression de la publication antérieure de l'Office du pétrole et du gaz «Perspectives pétrolières au large de la Nouvelle-Écosse, Canada», maintenant intitulé «Exploration et exploitation du pétrole marin en Nouvelle-Écosse, Canada». Cinq cent trente copies de cette publication détaillée ont été imprimées en mars 1991.

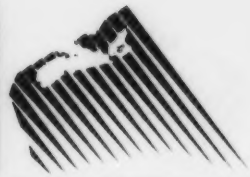
## STOCKAGE DES DONNÉES

L'Office a signé un Protocole d'entente avec l'APGTC en juillet 1990 aux termes duquel l'APGTC, au nom de l'Office, s'est engagé à s'occuper du stockage, de la conservation et des installations destinées à l'usage du public pour les rapports et les relevés géologiques et géophysiques ainsi que pour les rapports et les relevés de l'histoire des puits et la documentation sur les puits. En janvier 1991, cette installation de laboratoire et de stockage des données a déménagé de son lieu d'origine, l'Institut océanographique de Bedford Dartmouth, pour s'établir à l'adresse suivante :

Parc commercial de City of Lakes
Pièce 27, 201, avenue Brownlow
Dartmouth (N.-É.)
B2B 1W2

Le coût de cette installation est actuellement partagé par l'APGTC et l'Office. Du fait de la réorganisation récemment annoncée des responsabilités fédérales en ce qui concerne les zones extracôtières et les zones frontières, il est attendu que l'Office assumera l'ensemble des coûts de cette installation qui poursuivra ses opérations à l'adresse ci-dessus.

# SÉCURITÉ DES OPÉRATIONS ET SÉCURITÉ DU TRAVAIL



L'Office est chargé d'assurer que toutes les opérations dans la région extracôtière soient entreprises en toute sécurité, que l'environnement soit protégé et que les ressources soient produites de manière rentable. Pour cela, il exige des opérateurs qu'ils se conforment à la législation passée par les gouvernements du Canada et de Nouvelle-Écosse et aux autres conditions établies par l'Office.

## CADRE LÉGISLATIF

Toutes les activités liées à l'exploration ou à la production du pétrole dans la région extracôtière doivent être préalablement approuvées par l'Office. Les autorisations exigées pour les opérations d'exploration et d'exploitation sont décrites ci-dessous :

### Puits d'exploration

Les opérateurs doivent obtenir, préalablement au forage d'un puits d'exploration au large de la Nouvelle-Écosse, une Autorisation de programme de forage (APF). Avant de délivrer une telle autorisation, l'Office examine l'appareil de forage mobile qui sera utilisé, les plans d'intervention d'urgence en vue de protéger le personnel et l'environnement en cas d'accident, la capacité financière de l'opérateur, les qualifications de l'équipe ainsi que d'autres questions afin d'assurer que les opérations puissent se dérouler en toute sécurité. L'Office exige également qu'un service de certification, un organisme indépendant disposant de l'expertise technique, certifie que l'appareil de forage est adapté à l'usage prévu et qu'il est conforme aux exigences réglementaires.

De plus, il est nécessaire d'obtenir, pour chacun des puits, une Autorisation de forer un puits (AFP). Avant de délivrer une AFP, l'Office étudie la conception spécifique du puits et les procédures de forage envisagées afin d'assurer que ces procédures puissent s'effectuer en toute sécurité et qu'elles soient conformes aux règlements.

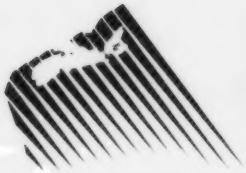
### Activité d'exploitation

Avant l'exploitation d'une découverte, le soumissionnaire doit soumettre à l'Office une demande d'approbation de Plan de développement. Les principales questions abordées dans ce plan sont la méthode et les délais prévus pour le développement de la production, les méthodes alternatives d'exploitation, les répercussions environnementales et socio-économiques éventuelles et les plans d'intervention d'urgence. En liaison avec cette demande, le soumissionnaire doit également soumettre un plan de retombées économiques Canada - Nouvelle-Écosse qui devra être approuvé.

Comme pour le forage d'exploration, des autorisations individuelles sont exigées pour les différentes phases de l'exploitation. L'installation de production est examinée afin d'assurer qu'elle est adaptée à l'usage prévu et, comme pour l'APF, un service de certification doit fournir un certificat indiquant que les installations de production sont en état de fonctionner et conformes aux règlements. Encore une fois, il est nécessaire, pour chaque puits, d'obtenir une autorisation avant de commencer le forage.

### Autres activités

Les autres activités entreprises pour explorer ou pour produire du pétrole dans la région extracôtière exigent des autorisations individuelles. Ces activités incluent les travaux géophysiques et géologiques et les opérations de plongée.



# SÉCURITÉ DES OPÉRATIONS ET SÉCURITÉ DU TRAVAIL

## AUDIENCES PUBLIQUES

L'Office est habilité à mener une enquête publique sur toute question liée aux opérations extracôtières; les gouvernements du Canada et de Nouvelle-Écosse peuvent également lui en donner l'ordre. L'Office a l'intention d'organiser ces audiences publiques pour tous les projets d'exploitation envisagés, afin d'être en mesure de tenir compte de l'opinion du public lors de ses prises de décisions.

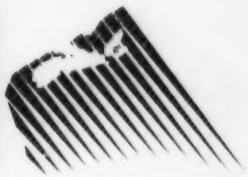
## INSPECTION

L'Office entreprendra des inspections périodiques des activités extracôtières afin de vérifier qu'elles sont conformes aux exigences de l'Office. Ces inspections porteront sur la santé et la sécurité du travail, les procédures de forage et de production, les moyens d'intervention d'urgence, la protection de l'environnement et la conservation des ressources.

## CONSULTATION

L'Office reconnaît qu'il est important de consulter l'industrie, le public et les autres organismes gouvernementaux en ce qui concerne les stipulations gouvernant les opérations extracôtières. Une telle consultation est essentielle à la création d'une atmosphère saine favorisant l'établissement d'un régime de réglementation qui permettrait d'assurer la sécurité et l'efficacité de l'exploration et de l'exploitation des ressources pétrolières au large de la Nouvelle-Écosse.

# Le projet de développement Cohasset/Panuke



Durant l'année qui vient de s'écouler, la majeure partie de l'activité de l'Office a porté sur les opérations liées au projet de développement Cohasset/Panuke. En décembre 1990, LASMO, en son propre nom et au nom de son partenaire Nova Scotia Resources (Ventures) Limitée, a soumis une Demande de mis en valeur pour les gisements de pétrole de Cohasset et Panuke. Ces gisements pétroliers se situent à environ quarante kilomètres au sud-ouest de l'île de Sable.

## Le Projet

Ce projet va impliquer l'exploitation de 5 550 000 mètres cubes (35 millions de barils) de pétrole léger dans les gisements de Cohasset et de Panuke, ce qui représente 36% du pétrole en place. La production est sensée s'effectuer sur une base saisonnière sur une période de six ans à dater de 1992 avec une production initiale estimée à 4 800 mètres cubes (30 mille barils) par jour. Les installations seront constituées de treillis de tête de puits en acier dans chaque gisement, connectés à une conduite submergée. Le matériel de production sera situé sur une plate-forme de forage auto-élévatrice louée à bail située à proximité du treillis de Cohasset. Le pétrole produit sera transféré à un pétrolier-citerne amarré à une bouée proche par l'intermédiaire d'une autre conduite submergée. Des pétroliers de navette déchargeront périodiquement le pétrole brut du pétrolier-citerne pour le transporter vers les destinations du marché. Les pétroliers seront également loués à bail.

Les coûts prévisionnels pour ce développement sont de 214 millions de dollars pour les coûts d'investissement et de 497 millions de dollars (dollars 1990) pour les coûts d'exploitation durant la durée de vie du projet.

## Données Examinées par l'Office

La majorité des données examinées par l'Office sont contenues dans la Demande de plan de mise en valeur et les documents partie I et partie II. Ces documents sont pour très similaires à la Demande préliminaire de développement, aux annexes et aux documents d'informations complémentaires soumis en décembre 1989 et examinés au cours des audiences publiques de mars à juin 1990. Les documents de Demande préliminaire de développement ont été soumis par l'Office à un certain nombre d'organismes afin de solliciter leurs commentaires.

L'Office, en collaboration avec l'APGTC et le ministère des Mines et l'Énergie, a mené des études approfondies sur les aspects géophysiques, géologiques ainsi que sur le réservoir de l'exploitation. L'APGTC a effectué des simulations détaillées du réservoir pour tester la validité du travail présenté par le soumissionnaire.

Les aspects maritimes du projet et en particulier la bouée CALM et les opérations des pétroliers-citerne et des pétroliers de navette ont été évalués au nom de l'Office par des consultants possédant une expérience dans ce domaine.

Les études préliminaires concernant le forage, la structure, la superstructure et la sécurité de l'exploitation prévue ont été examinées par des consultants embauchés par l'Office ainsi que par le personnel de l'APGTC et du ministère des Mines et de l'Énergie. Les irrégularités révélées lors de ces études ont été abordées par le soumissionnaire dans des études complémentaires d'ingénierie. Le personnel de l'Office a eu accès à tous les documents de philosophie de la conception et aux dessins détaillés considérés nécessaires pour effectuer une évaluation approfondie du concept d'exploitation.

Les impacts environnementaux et socio-économiques de l'exploitation ont été soumis à l'examen du public par l'intermédiaire de la Commission de révision environnementale et socio-économique Cohasset/Panuke («Commission Ellis») sous la présidence de Monsieur J.R. (Pat) Ellis. Des sessions d'information et des audiences publiques se sont tenues entre le 22 mars et le 27 juin 1990. Des breffages ont été présentés à la Commission par un certain nombre d'individus concernés, d'organismes gouvernementaux et d'entreprises impliquées dans les industries de la pêche et de la mer de cette région. Le rapport et les recommandations du Commissionnaire ont été soigneusement examinées par l'Office lors de la préparation de son Rapport décisionnel.

# LE PROJET DE DEVELOPPEMENT COHASSET/PANUKE

## RAPPORT DÉCISIONNEL

En août 1990, l'Office a approuvé la Demande de projet de un plan de mise en valeur et en septembre 1990, il a publié son Rapport décisionnel ainsi qu'un Rapport décisionnel de retombées économiques qui est décrit de manière plus détaillée dans la section intitulée Retombées en matières d'emploi et d'économie.

L'Office a conclu que le Plan de mise en valeur était dans l'ensemble acceptable. L'Office a le sentiment qu'une collecte soigneuse des données et une gestion du réservoir sont essentielles à la gestion prudente des ressources et au succès du projet et il a posé certaines conditions à son approbation afin d'assurer que ceci soit effectué. L'Office a également posé des conditions à son approbation afin d'assurer que des mesures de sécurité et des plans d'intervention d'urgence adéquats soient mis en place et que les personnes employées dans ce projet possèdent les qualifications appropriées.

# FORAGE D'EXPLORATION

LASMO et son partenaire Nova Scotia Resources (Ventures) Limitée ont entrepris un programme de forage d'exploration sur deux puits, à dater de janvier 1991. L'Office a examiné les demandes faites par LASMO et a délivré une Autorisation de programme de forage et une Autorisation de forer un puits pour chacun des puits. L'Office a contrôlé le forage de ces puits et a effectué des inspections régulières afin d'assurer qu'ils étaient conformes aux exigences de l'Office. Le puits Lawrence D-14 foré à 7 km au nord-ouest de Cohasset a été démarré le 14 janvier et foré à une profondeur totale de 2 850 m afin d'évaluer les formations Mississauga et Lower Logan Canyon. Le puits a été bouché et abandonné. Le puits Balmoral M-32 a été démarré le 26 février et a été foré à une profondeur totale de 2 525 m afin d'évaluer les formations Mississauga et Lower Logan Canyon. A la fin du mois de mars 1991, le puits était testé en vue d'évaluer sa productivité.

# RETOMBÉES EN MATIÈRE D'EMPLOI ET D'ÉCONOMIE

## GÉNÉRAL

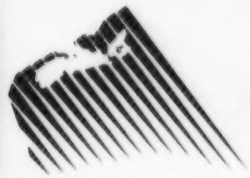
Les Lois de mise en oeuvre de l'Accord Canada - Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers exigent que l'Office, avant d'approuver un Plan demise en valeur ou de délivrer des autorisations pour tout travail ou toute activité, reçoive et approuve un plan de retombées économiques Canada - Nouvelle-Écosse à moins que cette exigence ne soit suspendue par l'Office conformément aux stipulations de la législation de l'Accord.

Tous les plans de retombées économiques doivent donner aux fabricants, aux consultants, aux entrepreneurs et aux compagnies de service de la province de Nouvelle-Écosse et des autres régions du Canada, une chance réelle de participer de manière compétitive à la fourniture des biens et des services utilisés dans les travaux ou les activités mentionnés dans le plan de retombées économiques. De plus, pour être acceptable, le plan de retombées économiques devra aborder des sujets tels que l'établissement de bureaux dans la province, la promotion de l'éducation et de la formation, de la recherche et du développement dans la province et, bien sûr, l'emploi au sein du programme de travaux pour lequel ce plan a été soumis.

En vertu de la législation et conformément à la Charte canadienne des droits et libertés, la priorité en matière de formation et d'emploi devra être donnée aux personnes résidant dans la province et la même priorité sera accordée aux services fournis au sein de la province et aux biens fabriqués dans la province, dans la mesure où ces biens et ces services sont compétitifs en termes de valeur loyale et marchande, de qualité et d'exécution.

## PLAN DES RETOMBÉES ÉCONOMIQUES COHASSET/ PANUKE

LASMO a déposé son Plan final de retombées en matière d'économie et d'emploi Canada - Nouvelle-Écosse auprès de l'Office en juillet 1990. Ce document aborde des questions telles que les besoins du projet en matière de biens et de services, les prévisions en matière d'emploi et de dépenses, l'impact économique et les besoins détaillés en matière d'approvisionnement en matériel, de matériaux, de services contractuels et de main d'oeuvre. L'Office a approuvé ce Plan de retombées économiques, sous certaines conditions, dans un Rapport décisionnel de plan de retombées économiques rendu en septembre 1990. A la suite de ce Rapport décisionnel, l'Office a ensuite reçu des estimations de la main d'oeuvre exigée par classification des compétences ainsi que des estimations des besoins annuels en biens et services pour 1991. Lors de son examen du Plan de retombées économiques de LASMO, l'Office a pris soigneusement en considération les recommandations de la Commission de révision environnementale et socio-économique Cohasset/Panuke et il a également consulté étroitement les ministres de l'Énergie et les fonctionnaires des gouvernements provincial et fédéral.





Le projet Cohasset/Panuke va créer de nombreuses possibilités d'emploi pour les Néo-Écossais et les Canadiens au cours des phases de développement ainsi que de production.

**Phase de développement :**

LASMO estime qu'environ 715 années-personnes d'emploi direct seront créées au cours de la phase de développement de 1990 à 1993. La répartition se ferait comme suit :

| | Années-personnes |
|---|---|
| Études préliminaires | 20 |
| Forage et conditionnement | 210 |
| Treillis de tête de puits | 250 |
| Conduites inter-gisements et conduites d'exportation | 15 |
| Installations de production | 115 |
| Gestion et ingénierie | 105 |
| Total | 715 |

Les Canadiens ont, en effet, obtenu la majorité des emplois créés dans le cadre des études préliminaires (20 années-personnes), du forage et du conditionnement (210 années-personnes) et de la gestion et de l'ingénierie (105 années-personnes).

On s'attend à une participation faible dans le domaine des conduites inter-gisements et des conduites d'exportation (15 années-personnes) dans la mesure où ces conduites seront fabriquées à partir de produits brevetés et installées par des entrepreneurs internationaux à l'aide d'un matériel très spécialisé.

Bien que les autres Canadiens ne participent pas au montage proprement dit des treillis de tête de puits, les Néo-Écossais ont réussi à s'assurer le monopole de la fabrication des principales composantes des treillis, c'est-à-dire la construction des piles et des ponts de plate-forme. Ceci entraînera la création d'environ 50 années-personnes d'emploi direct.

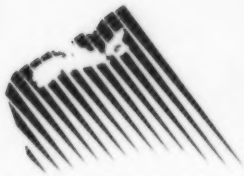
La fabrication, le montage et la mise en place des installations de production (115 années-personnes) devraient impliquer un nombre important de Néo-Écossais et de Canadiens.

**Étape de production :**

LASMO estime qu'environ 260 années-personnes d'emploi direct seront créées durant chaque année de la durée de vie du projet de 1992 à 1997; la répartition se ferait comme suit :

| | Années-personnes |
|---|---|
| Gestion et ingénierie | 35 |
| Opérations de production | 150 |
| Opérations des pétroliers | 60 |
| Reconditionnement des puits | 15 |
| Total | 260 |

Il est attendu que la plupart de ces postes seront occupés par des Néo-Écossais et d'autres Canadiens.



# RETOMBÉES EN MATIÈRE D'EMPLOI ET D'ÉCONOMIE

## DÉPENSES

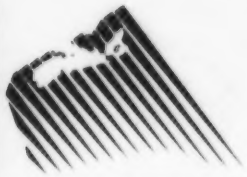
Les dépenses directes d'investissement pour ce projet, qui se montent à environ 214 millions de dollars (dollars canadiens de 1990) serviront à l'ingénierie et à la gestion du projet, au forage des puits de production et d'injection, à la construction et à la mise en place des treillis de tête de puits, aux conduites et au matériel de traitement de la production.

Les coûts d'exploitation sont estimés à environ 497 millions de dollars (dollars canadiens 1990) sur la durée de vie du projet et ils commenceront une fois que la production aura démarré (prévu pour 1992).

Sur la durée de vie prévu du projet, la distribution prévisionnelle des bénéfices pour les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation est la suivante :

| | | |
|---|---|---|
| Nouvelle-Écosse | 241,7 millions de dollars | 34% |
| Autres provinces canadiennes | 106,7 millions de dollars | 15% |
| International | 362,6 millions de dollars | 51% |
| Total | 711,0 millions de dollars | 100% |

# PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT



L'Office est chargé d'assurer que les opérateurs seront en mesure de surveiller les conditions météorologiques et les conditions de l'état de la mer susceptibles d'affecter la sécurité des opérations extracôtières et de mettre en oeuvre les mesures destinées à protéger l'environnement marin des conséquences des activités extracôtières.

Le programme de protection de l'environnement de l'Office est très étendu. Il contient des mesures permettant de donner les assurances suivantes : les effets potentiels sur l'environnement de tous les projets extracôtiers seront évalués avant que ces projets ne soient approuvés; les opérations quotidiennes résultant de telles activités seront étroitement surveillées afin de prévenir les risques éventuels pour l'environnement; l'opérateur ainsi que l'Office disposeront de plans d'intervention d'urgence donnant les détails des mesures à mettre en oeuvre pour faire face à une urgence environnementale et les opérateurs auront la capacité financière suffisante pour indemniser les parties touchées en cas de pertes résultant des activités extracôtières.

Comme indiqué précédemment, l'Office a reçu et a examiné un rapport de la Commission Ellis qui contenait une étude de l'évaluation d'impact environnemental soumise à l'Office par LASMO lors de sa demande d'exploitation des réserves pétrolières de Cohasset/Panuke près de l'île de Sable. L'Office a également examiné les implications environnementales du forage d'exploration des puits de forage Lawrence D-14 et Balmoral M-32 sur la plate-forme néo-écossaise.

Les ressources de l'environnement marin ont une importance toute particulière pour l'économie néo-écossaise et le style de vie traditionnel de ses habitants. L'Office a pour usage de donner aux organismes gouvernementaux fédéral et provincial la responsabilité de la gestion de ces ressources lorsque des opérateurs lui soumettent des demandes d'autorisation pour entreprendre des activités extracôtières. De plus, l'Office invite ces organismes à participer à des discussions concernant les exigences réglementaires afin de définir et d'améliorer les mesures destinées à atténuer les effets potentiellement négatifs sur l'environnement de la mise en oeuvre des propositions du projet.

Les Lois de mise en oeuvre de l'Accord exigent que l'Office officialise ces dispositions dans le cadre d'un Protocole d'accord. L'Office a agi très rapidement à cet égard. En juin 1991, il a adressé aux organismes gouvernementaux fédéraux et provinciaux concernés des ébauches de protocoles concernant «l'environnement» et «les pêches». L'Office a eu des discussions avec la plupart des organismes et espère finaliser ces protocoles d'accord au début de l'année financière 1991/92.
L'Office a nommé l'un des membres du Conseil de l'étude de l'environnement. Ce Conseil gère le Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) qui sert à financer les études environnementales et sociales concernant les activités d'exploration et d'exploitation du pétrole et du gaz sur les terres frontières. Ces programmes d'études sont administrés par le gouvernement fédéral et sont financés par des taxes prélevées sur les détenteurs d'intérêts pétroliers ou gaziers sur ces terres. L'année dernière, le Conseil de gestion du FEE a approuvé un programme de recherche pour 1991 et établit des sujets de recherche prioritaires sur lesquels sera basé le programme de recherche pour l'année 1992.

Deloitte & Touche

**Deloitte & Touche**
**Chartered Accountants**

Suite 204
Royal Bank Tower
202 Brownlow Avenue
P.O. Box 23
Dartmouth, Nova Scotia
B2Y 3Y2

Telephone (902) 468-2000
Telecopier (902) 468-2319

## RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Aux membres de l'Office
Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers

Nous avons vérifié le bilan de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers au 31 mars 1991 et l'état des revenus et dépenses de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de l'Office. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

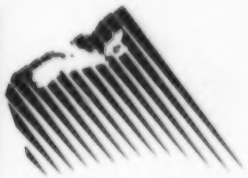
Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes dans les états financiers. La vérification comprend le contrôle par sondages des informations probantes à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers présentent fidèlement, à tous égards importants, la situation financière de l'Office au 31 mars 1991, ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus.

Deloitte & Touche

Comptables agréés

Le 22 avril 1991



## OFFICE CANADA-NOUVELLE-ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS
## NOTES COMPLÉMENTAIRES
## EXERCICE TERMINÉ LE 31 MARS 1991.

**BUT DE L'ORGANISME**

L'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers a été formé afin de veiller à l'application des dispositions de la Loi de mise en oeuvre de l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse, promulgé par le Parlement du Canada et l'Assemblée législative de la Nouvelle-Écosse. L'Office est subventionné par des contributions égales des gouvernements fédéral et provincial. L'exercice écoulé représente la première année complète d'exploitation pour l'Office.

**CONVENTIONS COMPTABLES**

Les états financiers ont été dressés conformément aux principes compatables généralement reconnus. L'Office a choisi une autre convention comptable généralement reconnue pour ce qui suit:

**Matériel**

Le coût du matérial est imputé à l'exploitation dans l'exercice de leur acquisition.

**REVENUS REPORTÉS**

Le montant des subventions d'exploitation reçues et excédentaire aux dépenses encourues par l'Office est crédité aux revenus reportés.

**ENGAGEMENT**

Les versements annuels relatifs à un contrat de location-exploitation du bureau échéant en décembre 1994 se chiffrent à 108 000 $, y compris les frais communs.

**SITUATION-EXEMPTION D'IMPÔT**

L'Office est un organisme sans but lucratif et, par conséquent, bénéficie d'une exemption d'impôt.

## BILAN

### OFFICE CANADA-NOUVELLE-ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS
### 31 MARS, 1991

#### ACTIF

| | |
|---|---|
| Actif à court Terme | |
| Encaisse | 52 389 $ |
| Débitures | 2 015 |
| Frais imputables au prochain exercice | 5 970 |
| | 60 374 $ |

#### PASSIF

| | |
|---|---|
| Passifà court terme | |
| Créditeurs et charges à payer | 47 398 $ |
| Revenus reporés (note3) | 12 976 |
| | 60 374 $ |

Au nom du conseil

Fred McWeir — Chairman

Carey Ryan — Member

## ÉTAT DES REVENU ET DÉPENSES

### OFFICE CANADA-NOUVELLE-ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS
### EXERCICE TERMINÉ 31 MARS,1991

#### REVENUS

| | | |
|---|---|---|
| Subventions d'exploitation - | Governement du Canada | 864 140 $ |
| | Governement du Nouvelle-Écosse | 864 140 |
| | | 1 728 280 |
| Intérêst | | 30 194 |
| | | 1 758 474 |

#### DÉPENSES

| | |
|---|---|
| Personnel | 1 110 348 |
| Frais généraux | 174 847 |
| Locaux | 173 500 |
| Audiences Publiques | 133 789 |
| Frais de déplacement | 74 241 |
| Matérial | 51 470 |
| Frais du Conseil | 40 279 |
| | 1 758 474 |
| Excédent des Revenus sur les dépenses | — $ |

# OFFICE CANADA-NOUVELLE-ECOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACOTIERS

## MEMBERS DE L'OFFICE

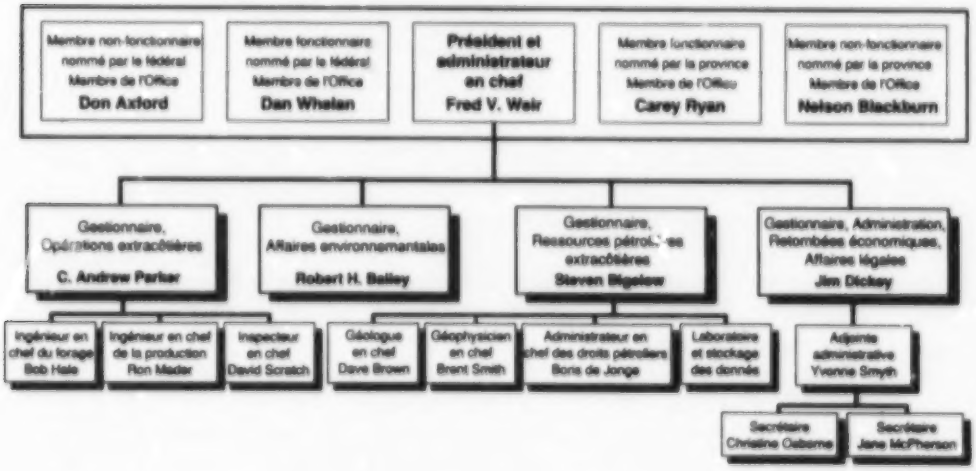
| | |
|---|---|
| Fred V. Weir | Président de l'Office |
| D.W. (Don) Axford | Membre de l'Office |
| P. Carey Ryan | Membre de l'Office |
| E.A. Nelson Blackburn | Membre de l'Office |
| Daniel R. Whelan | Membre de l'Office |

## CADRES DIRIGEANTS

| | |
|---|---|
| Fred V. Weir, B. Eng., | Administrateur en chef |
| J.E. (Jim) Dickey, LL.B., | Gestionnaire, Administration, Retombées économiques, Affaires légales et secrétaire de l'Office |
| C. Andrew Parker, P. Eng., | Gestionnaire, Opérations extracôtières |
| S.F. (Steve) Bigelow, B. Eng. , | Gestionnaire, Ressources pétrolières extracôtières |
| R.H. (Bob) Bailey, Ph.D., | Gestionnaire, Affaires environnementales |

## ORGANIZATIONAL CHART

### CANADA–NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM BOARD

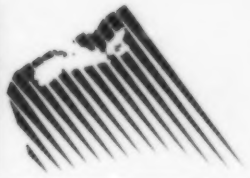


# DÉCOUVERTES AU LARGE DE LA NOUVELLE-ÉCOSSE

## ANNEXE 1

| Nom du puits | Latitude Longitude | Appareil de forage | Commencé/ Terminé | Statut/ Résultats | Profondeur totale (en mètres) |
|---|---|---|---|---|---|
| Shell Onondaga E-84 | 43°43'16"N 60°13'17"W | Sedneth 1 | 01-09-69 11-11-69 | B & A Gaz | 3 988 |
| Mobil-Tetco Sable Island E-48 | 43°57'20"N 60°07'24"W | Peter Bawden Rig No. 14 | 28-05-71 15-10-71 | B & A Gaz, Pétrole & Condensats | 3 603 |
| Shell Primrose N-50 | 43°59'48"N 59°06'52"W | Sedco H | 14-03-72 21-04-72 | B & A Gaz, Pétrole & Condensats | 1 714 |
| Mobil Tetco Thebaud P-84 | 43°53'60"N 60°12'19"W | Sedco H | 08-07-72 13-10-72 | B & A Gaz & Condensats | 4 115 |
| Mobil Tetco Cohasset D-42 | 43°51'07"N 60°37'14"W | Sedco J | 27-04-73 16-07-73 | B & A Pétrole | 4 427 |
| Mobil-Tetco-Texaco Citnalta I-59 | 44°08'43"N 59°37'32"W | Sedco J | 04-02-74 29-04-74 | B & A Gaz & Condensats | 4 575 |
| Texaco-Shell Intrepid L-80 | 43°49'36"N 59°56'44"W | Sedco J | 18-05-74 15-08-74 | B & A Gaz & Condensats | 4 162 |
| Mobil Tetco Pex Venture D-23 | 44°02'15"N 59°34'25"W | Gulftide | 28-11-78 16-06-79 | B & S Gaz & Condensats | 4 945 |
| Petro Canada et al Banquereau C-21 | 44°10'08"N 59°34'00"W | Bow Drill I | 02-12-81 01-08-82 | B & A Gaz & Condensats | 4 991 |
| Mobil Texaco Pex Olympia A-12 | 44°01'03"N 59°46'44"W | Zapata Scotian | 23-04-82 10-01-83 | B & S Gaz & Condensats | 6 064 |
| Mobil Texaco Pex South Venture O-59 | 43°58'53"N 59°38'08"W | Rowan Juneau | 29-04-82 02-01-83 | B & A Gaz & Condensats | 6 176 |
| Mobil et al Arcadia J-16 | 44°05'44"N 59°31'58"W | Zapata Scotian | 27-01-83 19-07-83 | B & A Gaz & Condensats | 6 005 |
| Shell Petro Canada et al Glenelg J-48 | 43°37'39"N 60°06'25"W | Sedco 709 | 22-02-83 07-11-83 | B & A Gaz & Condensats | 5 148 |
| Shell Petro Canada et al Uniacke G-72 | 44°11'29"N 59°41'10"W | Vinland | 09-05-83 04-04-84 | B & A Gaz & Condensats | 5 735 |
| Shell PCI et al Alma F-67 | 43°36'18"N 60°39'57"W | Sedco 709 05-07-84 | 02-12-83 | B & A Gaz & Condensats | 5 054 |
| Huskey Bow Valley et al Chebucto K-90 | 43°39'45"N 59°42'52"W | Bow Drill II | 06-01-84 02-08-84 | B & A Gaz & Condensats | 5 234 |
| Mobil et al West Venture N-91 | 44°00'46"N 59°44'27"W | Zapata Scotian | 19-04-84 07-07-85 | B & A Gaz & Condensats | 5 547 |
| Mobil et al West Venture C-62 | 44°01'03"N 59°40'01"W | Rowan Juneau | 19-05-84 23-03-85 | B & A Gaz & Condensats | 5 522 |
| Mobil et al West Olympia O-51 | 44°00'48"N 59°53'04"W | Rowan Gorilla I | 23-06-85 09-11-85 | B & A Gaz & Condensats | 4 816 |
| Shell PCI et al North Triumph G-43 | 43°42'19"N 59°51'23"W | Sedco 709 | 26-09-85 01-02-86 | B & A Gaz & Condensats | 4 504 |
| Shell PCI et al Panuke B-90 | 43°49'12"N 60°42'35"W | Vinland | 06-08-86 24-09-86 | B & A Pétrole | 3 445 |
| Mobil et al South Sable B-44 | 43°53'06"N 59°51'41"W | Rowan Gorilla I | 27-03-88 08-07-88 | B & A Gaz & Condensats | 5 208 |

# Répertoire des puits extracôtiers



**Annexe II**

Les puits sont classés en fonction de leur «date de démarrage»
Données à jour au 8 avril 1990

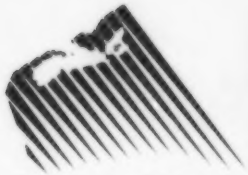
ABRÉVIATIONS

| | |
|---|---|
| TR | Table de rotation |
| TC | Fourrure d'entraînement de la tige carrée |
| NS | Niveau du sol |
| B & A | Bouché et abandonné |
| B $ S | Bouché et suspendu |

SYMBOLES DES PUITS

- ⊹ Bouché et abandonné
- ☼ Quantités importantes de gaz
- ☼ Traces de gaz
- ● Quantités importantes de pétrole
- ◆ Traces de pétrole
- ✸ Quantités importantes de pétrole et de gaz
- ✸ Traces de pétrole et de gaz

| | Nom du puits | Latitude<br>Longitude | Appareil de forage | Date de démarrage<br>Arrêt de l'appareil de forage | Élévation de la TR<br>Profondeur de l'eau en pieds (pi) | Profondeur totale en mètres (m)<br>Statut du puits | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Mobil Sable Island C-67 | 43°56'04.9"<br>59°55'01.4" | Bawden Rig 18 | 67-06-07<br>68-01-02 | 8.2 (26,9) KB<br>3.9 (12,8) GL | 4604.3 (15 106)<br>B&A | ⊹ |
| 2 | Shell Onondaga E-84 | 43°43'16.14"<br>60°13'17.41" | Sedneth 1 | 69-09-01<br>69-11-11 | 25.9 (85)<br>57.9 (190) | 3988.3 (13 085)<br>B&A | ☼ |
| 3 | Shell Oneida O-25 | 43°14'57.36"<br>61°33'36.49" | Sedneth 1 | 69-11-16<br>70-02-10 | 25.9 (85)<br>82.3 (270) | 4119.9 (13 516.7)<br>B&A | ⊹ |
| 4 | Shell Naskapi N-30 | 43°29'46.78"<br>62°33'59.54" | Sedneth 1 | 70-02-16<br>70-03-19 | 26 (85,3)<br>95.1 (312) | 2205.2 (7 235)<br>B&A | ⊹ |
| 5 | Shell Mic Mac J-77 | 44°36'42.81"<br>59°26'10.86" | Sedneth 1 | 70-03-25<br>70-05-24 | 26 (85,3)<br>62.8 (206) | 3886.2 (12 750)<br>B&A | ◆ |
| 6 | Shell Mohawk B-93 | 42°42'10.52"<br>64°43'53.50" | Sedco H | 70-05-03<br>70-05-23 | 31.4 (103)<br>117 (383,9) | 2126 (6 975)<br>B&A | ⊹ |
| 7 | Shell Mississauga H-54 | 44°23'20.39"<br>59°22'47.56" | Sedneth 1 | 70-05-26<br>70-07-20 | 25.9 (85)<br>102.1 (335) | 4202.3 (13 787)<br>B&A | ⊹ |
| 8 | Shell Abenaki L-57 | 44°16'34.49"<br>59°53'39.64" | Sedco H | 70-05-28<br>70-07-06 | 31.4 (103)<br>108.8 (359) | 2178.4 (7 147)<br>B&A | ⊹ |
| 9 | Shell Onondaga O-95 | 43°44'48.09"<br>60°13'52.60" | Sedco H | 70-07-09<br>70-08-16 | 31.4 (103)<br>53.9 (176.,) | 3314.4 (10 874)<br>B&A | ☼ |
| 10 | Shell Huron P-96 | 44°35'47.10"<br>58°28'50.63" | Sedneth 1 | 70-07-22<br>70-08-27 | 25.9 (85)<br>57.9 (190) | 3018.4 (9 903)<br>B&A | ⊹ |
| 11 | Shell Iroquois J-17 | 44°26'31.37"<br>59°47'12.28" | Sedco H | 70-08-18<br>70-09-06 | 31.4 (103)<br>59.4 (194,9) | 2086.4 (6 845)<br>B&A | ⊹ |
| 12 | Shell Mic Mac H-86 | 44°35'27.72"<br>59°27'03.12" | Sedneth 1 | 70-08-31<br>70-12-02 | 25.9 (85)<br>54.3 (178,1) | 4785.4 (15 700)<br>B&A | ⊹ |
| 13 | Shell Cree E-35 | 43°44'20.70"<br>60°35'55.89" | Sedco H | 70-09-08<br>70-11-03 | 31.4 (103)<br>53.3 (174,9) | 3983.7 (13 070)<br>B&A | ☼ |
| 14 | Shell Wyandot E-53 | 44°52'20.70"<br>59°23'54.05" | Sedco H | 70-11-07<br>70-12-14 | 31.4 (103)<br>121 (397) | 3049.5 (10 005)<br>B&A | ◆ |
| 15 | Shell Abenaki J-56 | 44°15'44.95"<br>59°53'03.22" | Sedneth 1 | 70-12-04<br>71-03-13 | 25.9 (85)<br>106.7 (350) | 4569.3 (14 991)<br>B&A | ⊹ |
| 16 | Shell Argo F-38 | 45°27'23.22"<br>58°50'24.34" | Sedco H | 70-12-17<br>71-02-19 | 31.4 (103)<br>71.6 (234,9) | 3386.3 (11 110)<br>B&A | ⊹ |
| 17 | Shell Fox I-22 | 45°21'33.60"<br>59°33'16.00" | Sedco H | 71-02-20<br>71-03-03 | 31.4 (103)<br>83.8 (274,9) | 829.7 (2 722)<br>B&A | ⊹ |
| 18 | Mobil-Tetco Esperanto K-78 | 44°47'31.26"<br>58°11'19.24" | Sedco H | 71-03-09<br>71-04-24 | 31.4 (103)<br>68.8 (225,1) | 3540.3 (11 615)<br>B&A | ⊹ |

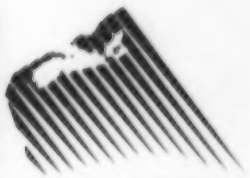


# RÉPERTOIRE DES PUITS EXTRACÔTIERS

## ANNEXE II (SUITE)

| | Nom du puits | Latitude<br>Longitude | Appareil de forage . | Date de démarrage<br>Arrêt de l'appareil de forage | Élévation de la TR<br>Profondeur de l'eau en pieds (pi) | Profondeur totale en mètres (m)<br>Statut du puits | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 19 | Shell Erie<br>D-26 | 44°55'03.52"<br>59°34'29.82" | Sedneth 1 | 71-03-16<br>71-04-11 | 25.9 (85)<br>98.1 (321,9) | 2375.9 (7 795)<br>B&A | ✦ |
| 20 | Shell Crow<br>F-52 | 45°21'24.23"<br>59°08'22.73" | Sedneth 1 | 71-04-12<br>71-04-27 | 25.9 (85)<br>94.5 (310) | 1506.6 (4 943)<br>B&A | ✧ |
| 21 | Mobil Tetco<br>Dauntless D-35 | 44°44'08.26"<br>57°20'46.64" | Sedco H | 71-04-26<br>71-07-16 | 31.4 (103)<br>69.2 (227) | 4741.2 (15 555)<br>B&A | ✧ |
| 22 | Shell Sauk<br>A-57 | 44°16'05.70"<br>58°37'44.41" | Sedneth 1 | 71-04-30<br>71-07-10 | 25.9 (85)<br>60 (196,9) | 4575 (15 010)<br>B&A | ✧ |
| 23 | Mobil-Tecto<br>Sable Island E-48 | 43°57'20.35"<br>60°07'24.44" | Bawden<br>Rig 14 | 71-05-28<br>71-10-15 | 6.4 (21)KB<br>0 (0) GL | 3602.7 (11 820)<br>B&A | ✸ |
| 24 | Shell Chippewa<br>L-75 | 44°34'35.87"<br>58°41'50.54" | Sedneth 1 | 71-07-12<br>71-08-12 | 24.7 (81)<br>67.7 (222,1) | 2125.9 (6 975)<br>B&A | ✧ |
| 25 | Shell Onondaga<br>F-75 | 43°44'17.84"<br>60°11'36.25" | Sedco H | 71-07-28<br>71-09-07 | 31.4 (103)<br>56.4 (185) | 3890.8 (12 765)<br>B&A | ✧ |
| 26 | Shell Triumph<br>P-50 | 43°39'51.62"<br>50°51'02.36" | Sedneth 1 | 71-08-04<br>71-10-10 | 25.9 (85)<br>90.2 (295,9) | 4595.4 (15 077)<br>B&A | ☼ |
| 27 | Shell Eurydice<br>P-36 | 45°25'47.30"<br>60°04'46.97" | Sedco H | 71-09-15<br>71-10-24 | 29.9 (98,1)<br>164.6 (540) | 2965.1 (9 728)<br>B&A | ✧ |
| 28 | Shell Chippewa<br>G-67 | 44°36'20.50"<br>58°39'44.62" | Sedco H | 71-10-28<br>71-12-18 | 29.9 (98,1)<br>70.1 (230) | 3669.8 (12 040)<br>B&A | ✧ |
| 29 | Mobil-Tecto<br>Sable Island O-47 | 43°56'56.70"<br>60°06'38.08" | Bawden<br>Rig 14 | 71-12-13<br>72-07-01 | 7 (23) KB<br>1.8 (5,9)GL | 4198.6 (13 775)<br>B&A | ☼ |
| 30 | Shell Mohican<br>I-100 | 42°59'39.04"<br>62°28'51.32" | Sedco H | 71-12-27<br>72-03-10 | 29.9 (98,1)<br>153.3 (503) | 4393.4 (14 414)<br>B&A | ✧ |
| 31 | Shell Marmora<br>C-34 | 43°43'13.79"<br>60°05'21.93" | Sedneth 1 | 72-01-15<br>72-03-31 | 25.9 (85)<br>57.6 (189) | 4037.9 (13 248)<br>B&A | ☼ |
| 32 | Shell Primrose<br>N-50 | 43°59'48.43"<br>59°06'51.63" | Sedco H | 72-03-14<br>72-04-21 | 29.9 (98,1)<br>90.8 (298) | 1713.6 (5 622)<br>B&A | ✸ |
| 33 | Shell-Mobil-<br>Tetco Eagle D-21 | 43°50'06.73"<br>59°34'09.21" | Sedco H | 72-04-22<br>72-07-02 | 29.9 (98,1)<br>51.2 (168) | 4660.4 (15 290)<br>B&A | ☼ |
| 34 | Mobil-Tetco Sable<br>Island I-H-58 | 43°57'27"<br>60°07'37" | Bawden<br>Rig 9 | 72-06-03<br>72-08-27 | 10.7 (35,1) KB<br>1.8 (5,9) GL | 3039.2 (9 971)<br>B&A | ✸ |
| 35 | Mobil-Tetco-<br>Thebaud P-84 | 43°53'59.53"<br>60°12'19.34" | Sedco H | 72-07-08<br>72-10-13 | 28.6 (93,8)<br>25.9 (85) | 4114.8 (13 500)<br>B&A | ☼ |
| 36 | Mobil-Tetco Sable<br>Island 2-H-58 | 43°57'27.14"<br>60°07'37.73" | Bawden<br>Rig 9 | 72-10-06<br>72-12-31 | 10.6 (34,8) KB<br>1.8 (5,9) GL | 2758.4 (9 050)<br>B&A | ✸ |
| 37 | Shell Primrose<br>A-41 | 44°00'05.68"<br>59°06'18.26" | Sedco H | 72-10-15<br>73-01-27 | 29.9 (98,1)<br>109.7 (359,9) | 3616.5 (11 865)<br>B&A | ☼ |
| 38 | Mobil-Tetco Sable<br>Island 3-H-58 | 43°57'27.20"<br>60°07'37.80" | Bawden<br>Rig 9 | 73-01-01<br>73-03-21 | 10.6 (34,8) KB<br>1.8 (5,9) GL | 3739.9 (12 270)<br>B&A | ✸ |
| 39 | Mobil-Tetco<br>Bluenose G-47 | 44°06'20.79"<br>59°21'27.35" | Sedco J | 73-01-25<br>73-04-25 | 29.9 (98,1)<br>81.4 (267,1) | 4587.2 (15 050)<br>B&A | ☼ |
| 40 | Shell Primrose<br>F-41 | 44°00'29.55"<br>59°07'06.52" | Sedco H | 73-01-30<br>73-03-05 | 29.9 (98,1)<br>68.6 (225,1) | 2592.3 (8 505)<br>B&A | ☼ |
| 41 | Shell Marmora<br>P-35 | 43°44'59.36"<br>60°04'47.58" | Sedco H | 73-03-06<br>73-04-21 | 29.9 (98,1)<br>53.3 (174,9) | 4092.9 (13 428)<br>B&A | ✧ |

# Répertoire des puits extracôtiers



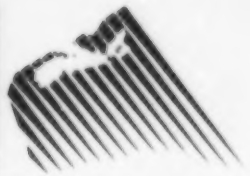
**Annexe II (Suite)**

| | Nom du puits | Latitude Longitude | Appareil de forage | Date de démarrage Arrêt de l'appareil de forage | Élévation de la TR Profondeur de l'eau en pieds (pi) | Profondeur totale en mètres (m) Statut du puits | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 42 | Mobil-Tetco Sable Island 4-H-58 | 43°57'27.20" 60°07'37.80" | Bawden Rig 9 | 73-03-22 73-08-11 | 10.6 (34,8) KB 1.8 (5,9) GL | 4519.3 (14 827) B&A | ✹ |
| 43 | Shell Tuscarora D-61 | 44°40'10.35" 58°55'10.85" | Sedco H | 73-04-23 73-06-02 | 29.9 (98,1) 78.9 (258,9) | 3939.5 (12 925) B&A | ✧ |
| 44 | Mobil-Tetco Cohasset D-42 | 43°51'06.52" 60°37'13.89" | Sedco J | 73-04-27 73-07-16 | 31.4 (103) 41.1 (135) | 4427.2 (14 525) B&A | ● |
| 45 | Shell Amoco Cap Rouge F-52 | 47°11'20.29" 61°08'15.32" | Sedco H | 73-06-08 73-09-03 | 31.1 (102) 56.7 (186) | 4932.3 (16 182) B&A | ✧ |
| 46 | Mobil-Tetco Sable Island 5-H-58 | 43°57'27.20" 60°57'37.80" | Bawden Rig 9 | 73-08-15 73-09-18 | 10.6 (34,8) KB 1.8 (5,9) GL | 2478 (8 130) B&A | ✸ |
| 47 | Mobil-Tetco Sable Island 6-H-58 | 43°57'27.20" 60°07'37.80" | Bawden Rig 9 | 73-09-22 73-10-18 | 10.6 (34,8) KB 1.8 (5,9) GL | 2355.2 (7 727) B&A | ✲ |
| 48 | Union et al Shell Ojibwa E-07 | 43°46'20.44" 61°46'14.42" | Sedco H | 74-02-04 74-02-28 | 29.9 (98,1) 75.6 (248) | 2329.6 (7 643) P&A | ✧ |
| 49 | Mobil-Tetco-Texaco Citnalta I-59 | 44°08'42.58" 59°37'32.11" | Sedco J | 74-02-04 74-04-29 | 29.9 (98,1) 94.5 (310) | 4575 (15 010) B&A | ✲ |
| 50 | Shell Demascota G-32 | 43°41'27.20" 60°49'54.00" | Sedco H | 74-03-01 74-05-20 | 29.9 (98,1) 54.3 (178,1) | 4672.3 (15 329) B&A | ✧ |
| 51 | Texaco-Shell Intrepid L-80 | 43°49'35.78" 59°56'43.82" | Sedco J | 74-05-18 74-08-15 | 31.4 (103) 43.6 (143) | 4162 (13 655) B&A | ✲ |
| 52 | Union et al Sambro I-29 | 43°38'35.04" 62°48'17.04" | Sedco H | 74-05-23 74-06-27 | 29.9 (98,1) 193.5 (634,8) | 3069.6 (10 071) B&A | ✧ |
| 53 | Union et al Jason C-20 | 45°29'05.45" 58°32'28.27" | Sedco H | 74-07-03 74-07-22 | 29.9 (98,1) 112.8 (370,1) | 2482.9 (8 146) B&A | ✧ |
| 54 | Union et al Hercules G-15 | 45°34'20.65" 58°47'13.06" | Sedco H | 74-07-23 74-08-01 | 29.9 (98,1) 115.8 (379,9) | 1081.1 (3 547) B&A | ✧ |
| 55 | Murphy et al North Sydney P-05 | 46°34'46.24" 59°45'01.65" | Sedco H | 74-08-10 74-09-07 | 29.9 (98,1) 62.8 (206) | 1,660.9 (5 449) B&A | ✲ |
| 56 | Union et al Montagnais I-94 | 42°53'40.71" 64°13'46.51" | Sedco H | 74-09-12 74-09-29 | 29.9 (98,1) 112.8 (370,1) | 1645.9 (5 400) B&A | ✧ |
| 57 | Mobil-Tetco-Gulf Adventure F-80 | 45°19'27.54" 57°56'22.80" | Sedco J | 75-01-13 75-02-22 | 29.9 (98,1) 98.9 (324,1) | 1999.2 (6 559) B&A | ✧ |
| 58 | Mobil-Texaco Sachem D-76 | 44°35'09.22" 57°41'58.29" | Sedco J | 75-05-17 75-07-30 | 29.9 (98,1) 58.5 (191,9) | 4878.6 (16 006) B&A | ✧ |
| 59 | Shell Onondaga B-96 | 43°45'08.23" 60°14'09.63" | Sedco H | 76-01-12 76-03-21 | 29.9 (98,1) 60.4 (198,2) | 3757.6 (12 328) B&A | ✲ |
| 60 | Petro-Canada Shell Mic MacD-89 | 44°38'08.86" 59°28'18.93" | Sedco H | 76-03-26 76-05-04 | 29.9 (98,1) 85.3 (279,9) | 3216.4 (10 552) B&A | ✧ |
| 61 | Petro-Canada Mobil Hesper I-52 | 44°41'40.33" 57°52'32.24" | Sedco H | 76-05-08 76-06-05 | 29.9 (98,1) 42.1 (138,1) | 2804.2 (9 200) B&A | ✧ |
| 62 | Shell et al North Sydney F-24 | 46°33'23.12" 59°48'45.47" | Sedco H | 76-06-09 76-06-14 | 29.9 (98,1) 59.7 (195,9) | 1706.8 (5 600) B&A | ✲ |
| 63 | Petro-Canada-Shell Penebscot L-30 | 44°09'43.55" 60°04'09.33" | Sedco H | 76-07-18 76-09-23 | 29.9 (98,1) 137.5 (451,1) | 4267.2 (14 000) B&A | ✹ |
| 64 | Petro-Canada-Shell Wenonah J-75 | 43°34'34.43" 60°26'13.72" | Sedco H | 76-09-26 76-11-15 | 29.9 (98,1) 66.7 (218,8) | 3669.8 (12 040) B&A | ✧ |

## ANNEXE II (SUITE)

| | Nom du puits | Latitude Longitude | Appareil de forage | Date de démarrage Arrêt de l'appareil de forage | Élévation de la TR Profondeur de l'eau en pieds (pi) | Profondeur totale en mètres (m) Statut du puits | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 65 | Petro-Canada-Shell<br>Moheida P-15 | 43°04'56.31"<br>62°16'44.32" | Sedco H | 76-11-18<br>77-02-15 | 29.9 (98,1)<br>111.9 (367,1) | 4297.7 (14 100)<br>B&A | ◇ |
| 66 | Shell-Petro-Canada<br>Penobscot B-41 | 44°10'02.44"<br>60°06'34.50" | Sedco H | 77-02-18<br>77-03-30 | 29.9 (98,1)<br>117.9 (386,8) | 3444.2 (11 300)<br>B&A | ◇ |
| 67 | Mobil-Tetco-PEX<br>Migrant N-20 | 43°59'56.24"<br>60°17'18.23" | Gulftide | 77-07-29<br>78-01-23 | 26.1 (85,6)<br>13.7 (44,9) | 4668.7 (15 317)<br>B&A | ☼ |
| 68 | Mobil-Tetco-PEX<br>Thebaud I-94 | 43°53'43.67"<br>60°13'38.13" | Gulftide | 78-02-26<br>78-07-03 | 29.9 (98,1)<br>28 (91,9) | 3962.3 (13 000)<br>B&A | ☼ |
| 69 | Chevron-PEX-Shell<br>Acadia K-62 | 42°51'42.54"<br>61°55'00.21" | Ben Ocean<br>Lancer | 78-04-11<br>78-08-02 | 12.8 (42)<br>866.2 (2841,9) | 5286.1 (17 343)<br>B&A | ◇ |
| 70 | Mobil-Tetco-PEX<br>Cohasset P-42 | 43°51'48.23"<br>60°36'16.62" | Gulftide | 78-06-09<br>78-07-10 | 30.5 (100,1)<br>34.1 (111,9) | 2590.8 (8 500)<br>B&A | ◇ |
| 71 | Mobil-Tetco-PEX<br>Cohasset L-97 | 43°56'37.19"<br>60°29'58.55" | Gulftide | 78-07-13<br>78-11-13 | 30.5 (100,1)<br>21.6 (70,9) | 4871.9 (15 984)<br>B&A | ◇ |
| 72 | Mobil-Texaco-PEX<br>Venture D-23 | 44°02'15.00"<br>59°34'21.00" | Gulftide | 78-11-28<br>79-06-16 | 31.71 (104)<br>20.1 (65,9) | 4945 (16 224)<br>B&S | ☼ |
| 73 | Mobil et al<br>Venture B-13 | 44°02'11.61"<br>59°32'03.54" | Rowan<br>Juneau | 80-08-17<br>81-06-06 | 33.8 (110,9)<br>24.7 (81) | 5368 (17 611)<br>B&S | ☼ |
| 74 | Mobil et al<br>Venture B-43 | 44°01'45.01"<br>59°37'21.03" | Rowan<br>Juneau | 81-07-06<br>82-04-25 | 33.8 (110,9)<br>20.4 (66,9) | 5872 (19 265)<br>B&S | ☼ |
| 75 | Petro-Canada et al<br>Banquereau C-21 | 44°10'07.52"<br>58°34'00.24" | Bow Drill I | 81-12-02<br>82-08-01 | 27 (88,6)<br>83 (272,3) | 4991 (16 374)<br>B&A | ☼ |
| 76 | Mobil et al<br>Olympia A-12 | 44°01'03.27"<br>59°46'44.09" | Zapata<br>Scotian | 82-04-23<br>83-01-10 | 38.1 (125)<br>39.9 (130,9) | 6064 (19 895)<br>B&S | ☼ |
| 77 | Mobil et al South<br>Venture O-59 | 43°58'52.83"<br>59°38'08.49" | Rowan<br>Juneau | 82-04-29<br>83-01-02 | 35.4 (116,1)<br>24.4 (80,1) | 6176 (20 262)<br>B&A | ☼ |
| 78 | Petro-Canada et al<br>Banquereau I-13 | 44°12'33.16"<br>58°31'49.38" | Bow Drill I | 82-08-02<br>82-12-27 | 27.0 (88,6)<br>97.3 (319,2) | 5188 (17 021)<br>B&A | ◇ |
| 79 | Petro-Canada et al<br>West Esperanto B-78 | 44°47'03.40"<br>58°26'11.22" | SDS<br>Vinland | 82-08-22<br>83-05-05 | 23.3 (76,4)<br>91.1 (298,9) | 5703 (18 711)<br>B&A | ◇ |
| 80 | Shell et al<br>Shubenacadie H-100 | 42°49'28.43"<br>61°28'42.81" | Sedco<br>709 | 82-11-05<br>83-02-12 | 24.1 (79,1)<br>1475 (4 839,2) | 4200 (13 780)<br>B&A | ◇ |
| 81 | Mobil et al<br>Bluenose 2G-47 | 44°06'22.30"<br>59°21'23.05" | John<br>Shaw | 82-12-30<br>83-09-05 | 24.4 (80,1)<br>85.3 (279,9) | 5797 (19 019)<br>B&A | ◇ |
| 82 | Mobil et al<br>Venture B-52 | 44°01'12.88"<br>59°38'07.76" | Rowan<br>Juneau | 83-01-19<br>83-10-27 | 34 (111,5)<br>19.5 (65) | 5960 (19 554)<br>P&A | ☼ |
| 83 | Mobil et al<br>Arcadia J-16 | 44°05'43.58"<br>59°31'58.19" | Zapata<br>Scotian | 83-01-27<br>83-07-19 | 38.1 (125)<br>55.5 (182,1) | 6005 (19 701)<br>B&A | ☼ |
| 84 | Petro-Canada et al<br>SW Banquereau F-34 | 44°03'15.63"<br>58°50'21.60" | Bow Drill I | 83-02-20<br>83-08-30 | 24.9 (81,7)<br>113.7 (373) | 6309 (20 699)<br>B&A | ☼ |
| 85 | Shell Petro-Can et al<br>Glenelg J-48 | 43°37'39.00"<br>60°06'25.44" | Sedco<br>709 | 83-02-22<br>83-11-07 | 24 (78,7)<br>83.7 (274,6) | 5148 (16 890)<br>B&A | ☼ |
| 86 | Shell-Petro Can et al<br>Uniacke G-72 | 44°11'29.17"<br>59°41'09.75" | SDS<br>Vinland | 83-05-09<br>84-04-04 | 23.5 (77,1)<br>152.9 (501,6) | 5735 (18 815)<br>B&A | ☼ |
| 87 | Mobil et al<br>Venture H-22 | 44°01'24.10"<br>59°33'06.10" | Zapata<br>Scotian | 83-07-26<br>84-04-16 | 38.1 (125)<br>24 (78.7) | 5944 (19 501)<br>B&A | ☼ |

# Repertoire des puits extracotiers



**Annexe II (Suite)**

| | Nom du puits | Latitude Longitude | Appareil de forage | Date de démarrage Arrêt de l'appareil de forage | Élévation de la TR Profondeur de l'eau en pieds (pi) | Profondeur totale en mètres (m) Statut du puits | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 88 | Husky/Bow Valley etal Gloosecap C-63 | 43°12'09.85" 62°09'56.75" | Bow Drill 2 | 83-08-07 84-01-03 | 22.9 (75.1) 99 (324.8) | 4542 (14 902) B&A | ◇ |
| 89 | Petro-Canada et al St. Paul P-91 | 47°10'57.88" 60°13'36.83" | Bow Drill 1 | 83-09-02 83-12-31 | 24.9 (81.7) 173.9 (570.5) | 2885 (9 465) B&A | ◇ |
| 90 | Home Oil et al Louisbourg J-47 | 44°26'43.08" 58°21'26.02" | Glomar Labrador 1 | 83-11-25 84-10-13 | 38.2 (125.3) 63.1 (207) | 6043 (19,826) B&A | ☼ |
| 91 | Shell-Petro-Can et al Alma F-67 | 43°36'18.49" 60°39'56.49" | Sedco 709 | 83-12-02 84-07-05 | 24 (78.7) 68 (155.7) | 5054 (16 581) B&A | ☼ |
| 92 | Husky/Bow Valley Chebucto K-90 | 43°39'44.74" 59°42'52.05" | Bow Drill 2 | 84-01-06 84-08-02 | 22.8 (74.8) 109 (357.6) | 5235 (17 175) B&A | ☼ |
| 93 | Husky/Bow Valley et al South Griffin J-13 | 44°22'39.89" 58°01'55.20" | Rowan Gorilla I | 84-01-08 84-08-20 | 39.6 (129.9) 63.4 (208) | 5911 (19 393) B&A | ◇ |
| 94 | Petro-Canada et al Bonnet P-23 | 42°22'48.64" 65°03'01.89" | Bow Drill 1 | 84-01-14 84-04-04 | 25 (82) 133.5 (438) | 4336 (14 226) B&A | ◇ |
| 95 | Husky/Bow Valley Evangeline H-98 (re-entered Well) | 43°17'26.85" 60°58'50.60" | Bow Drill 3 Bow Drill 2 | 84-03-27 84-06-16 84-08-08 84-11-01 | 21.6 (70.9) 174 (570.9) 22.5 (73.8) 174 (570.9) | 3365 (11 040) 5044 (16 549) B&A | ◇ |
| 96 | Shell-Petro-Can et al S. Desbarres O-76 | 44°05'56.07" 59°58'58.02" | SDS Vinland | 84-04-17 84-10-13 | 23.7 (77.8) 69 (226.4) | 6039 (19 813) B&A | ◇ |
| 97 | Petro-Can et al Dover A-43 | 44°22'09.02" 60°06'09.28" | Bow Drill 1 | 84-04-17 84-07-10 | 25 (82) 116 (380.6) | 4525 (14 846) B&A | ◇ |
| 98 | Mobil et al West Venture N-91 | 44°00'45.82" 59°44'27.33" | Zapata Scotian | 84-04-19 85-07-07 | 39.3 (128.9) 38.1 (125) | 5547 (18 199) B&A | ☼ |
| 99 | Mobil et al West Venture C-62 | 44°01'02.78" 59°40'00.25" | Rowan Juneau | 84-05-19 85-03-23 | 33.8 (110.9) 16.5 (54.1) | 5522 (18 117) B&A | ☼ |
| 100 | Shell PCI et al Glenelg E-58 and E-58A* | 43°37'17.20" 60°08'56.10" | Sedco 709 | 84-07-07 84-10-20 | 24 (787) 79 (259.2) | 4192 (13 753) B&A | ☼ |
| 101 | Bow Valley/Husky et al Hesper P-52 | 44°41'50.95" 57°52'47.72" | Rowan Gorilla I | 84-08-22 85-05-01 | 40.5 (132.9) 44.5 (146) | 5679 (15 632) B&A | ◇ |
| 102 | Mobil et al West Venture B-92 | 44°01'08.51" 59°43'59.68" | Glomar Labrador 1 | 84-10-24 84-12-13 | 37 (121.4) 42 (137.8) | 722 (2 369) B&A | ◇ |
| 103 | Shell-Petro-Can et al Glenelg H-38 | 43°37'19.33" 60°04'48.61" | Sedco 709 | 84-10-26 85-01-26 | 24.1 (79.1) 89.3 (293) | 4865 (15 961) B&A | ◇ |
| 104 | Petro-Can-Texaco et al Albatross B-13 | 42°41'10.67" 63°02'11.83" | Sedco 710 | 84-12-12 85-03-28 | 24 (78.7) 1341 (4 399.6) | 4046 (13 274) B&A | ◇ |
| 105 | Home Oil et al Citadel H-52 | 44°11'25.07" 58°52'39.87" | Glomar Labrador 1 | 84-12-18 85-05-31 | 38.3 (125.7) 65.3 (214.2) | 5666 (18 589) B&A | ◇ |
| 106 | Mobil et al West Venture N-01 | 44°00'58.80" 59°45'51.69" | Rowan Gorilla 3 | 85-01-20 85-06-30 | 38.1 (12.5) 40.1 (131.6) | 3632 (11 916) B&A | ◇ |
| 107 | Shell PCI et al Alma K-85 | 43°34'44.6" 60°43'01.7" | Sedco 709 | 85-01-29 85-04-10 | 24 (78.7) 68 (223.1) | 3602 (11 817) B&A | ☼ |
| 108 | Mobil et al Thebaud I-93 | 43°52'44.4" 60°13'50.9" | Rowan Juneau | 85-03-27 85-09-30 | 37 (121.4) 31 (102) | 5166 (16 949) B&A | ☼ |
| 109 | Petro-Can et al Shelburne G-29 | 42°38'26.87" 63°33'33.46" | Sedco 710 | 85-03-31 85-04-06 | 25 (82) 1123 (3 684.4) | 4005 (13 140) B&A | ◇ |

## ANNEXE II (SUITE)

| Nom du puits | Latitude Longitude | Appareil de forage | Date de démarrage Arrêt de l'appareil de forage | Élévation de la TR Profondeur de l'eau en pieds (pi) | Profondeur totale en mètres (m) Statut du puits | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 110 Shell PCI et al Peskowesk A-99 | 44°28'13.84" 58°58'40.98" | Sedco 706 | 84-04-22 85-06-13 | 27.5 (90,2) 62 (203,4) | 4024 (13 202) B&A | ☼ |
| 111 Shell PCI et al Kegeshook G-67 | 44°06'32.69" 60°24'34.09" | Glomar Labrador 1 | 85-06-11 85-07-30 | 24 (787) 62 (203,4) | 3540 (11 614) B&A | ☼ |
| 112 Shell PCI et al Merigomish C-52 | 43°31'02.65" 67°38'33.76" | Sedco 706 | 85-06-15 85-08-12 | 27.5 (90,2) 75 (246,1) | 3950 (12 959) B&A | ☼ |
| 113 Mobil et al West Olympia O-51 | 44°00'47.48" 59°53'03.92" | Rowan Gorilla 1 | 85-06-23 85-11-09 | 38 (124,6) 39 (127,9) | 4816 (15 800) B&A | ☼ |
| 114 Shell PCI et al North Triumph G-43 | 43°42'19.06" 59°51'22.02" | Sedco 709 | 85-09-26 86-02-01 | 24.0 (78,7) 73.6 (241,5) | 4504 (14 777) B&A | ☼ |
| 115 Petro-Canada et al Cohasset A-52 | 43°51'08.07" 60°37'43.38" | Rowan Gorilla I | 85-12-20 86-03-27 | 40.0 (131,2) 36.0 (118,1) | 2847 (9 340) B&S | ● |
| 116 Shell PCI et al North Triumph B-52 | 43°41'02.44" 59°52'57.04" | John Shaw | 86-01-24 86-03-29 | 22 (72,2) 83 (272,3) | 3960 (12 992) B&A | ☼ |
| 117 PCI et al Tantallon M-41 | 43°50'55.99" 58°22'24.38" | Sedco 709 | 86-02-15 86-04-18 | 24 (78,7) 1516 (4 974) | 5602 (18 379) B&A | ☼ |
| 118 Mobil et al Thebaud C-74 | 43°53'05.34" 60°11'35.62" | Rowan Gorilla 1 | 86-03-29 86-09-26 | 36 (118) 30 (97) | 5150 (16 896) B&A | ☼ |
| 119 Husky/Bow Valley et al W. Chebucto K-20 | 43°39'44.60" 50°47'32.40" | Bow Drill 2 | 86-04-05 86-08-11 | 22.8 (74,8) 93.6 (307,1) | 5369 (17 614) B&A | ☼ |
| 120 Shell et al Glenelg N-49 | 43°38'59.30" 60°07'01.88" | SDS Vinland | 86-06-01 86-08-04 | 23.2 (76,1) 72.3 (237,2) | 4040 (13 254) B&A | ☼ |
| 121 Shell/PCI et al Panuke B-90 | 43°49'12.29" 60°42'35.52" | SDS Vinland | 86-08-06 86-09-24 | 23 (75,4) 47 (154,1) | 3445 (11 302) B&A | ● |
| 122 Canterra et al Whycocomagh N-90 | 43°39'51.00" 60°28'04.00" | Sedco 710 | 87-04-02 87-05-26 | 24.1 (79) 62.7 (205,7) | 3535 (11 597) B&A | ☼ |
| 123 Petro-Canada et al Como P-21 | 43°50'45.00" 60°48'17.00" | Rowan Gorilla 1 | 87-05-15 87-07-01 | 40.2 (132) 39 (127) | 3540 (11 614) B&A | ☼ |
| 124 Petro-Canada et al Panuke F-99 | 43°48'26.8" 60°44'34.7" | Rowan Gorilla 1 | 87-07-02 87-08-25 | 85.3 (279) 45.1 (148) | 2507 (8 225) B&S | ● |
| 125 Mobil et al South Sable B-44 | 43°53'06.1" 59°51'41.1" | Rowan Gorilla 1 | 88-03-27 88-07-08 | 80.4 (264) 35.9 (118) | 5208 (17 086) B&A | ☼ |
| 126 LASMO NSR(V)L Lawrence D-14 | 43°53'4.79" 60°32'51.85" | Rowan Gorilla III | 91-01-14 91-02-24 | 40.22 (131,9) 30 (98,4) | 2850 (9 350) B&A | ☼ |
| 127 LASMO NSR(V)L Balmoral M-32 | 43°51'54.89" 60°35'46.65" | Rowan Gorilla III | 91-02-26 91-04-09 | 40.6 (133,2) 34 (111,5) | 2525 (8 284) B&S | ● |

*déviation du E-58 original